

Forwardpremien i elektrisitetsmarkedet

KENNETH SIVERTSEN OG ANN ELINE ENG

Masteroppgave i økonomi og administrasjon

Høgskolen i Agder

Fakultet for økonomi og samfunnsfag

Kristiansand våren 2006

Forord

Denne oppgaven er skrevet som en obligatorisk del av Masterstudiet i Økonomi og Administrasjon ved Høgskolen i Agder, våren 2006.

Bakgrunnen for denne oppgaven er vår interesse for finans. Utfordringer knyttet til den høye volatiliteten i kraftprisene appellerte til oss i så måte. Gjennom oppgaveprosessen har vi fått innsikt i unike sider ved elektrisitet som handelsvare, og utviklet en bedre forståelse for hva som ligger bak den høye volatiliteten. Vi har også fått muligheten til å studere moderne finansiell teori.

Vi vil rette en stor takk til vår veileder Steen Koekebakker for hans mange og gode innspill. I tillegg vil vi også takke Magdalena Nowakowska og Geirmund Tunge ved Nord Pool samt Arne Kjell Nystad i Statnett for å ha bidratt med data til oppgaven.

Kristiansand, juni 2006.

Kenneth Sivertsen

Ann Eline Eng

Figurliste

Figur 1: Markedsavregning for en futureskontrakt	8
Figur 2: Gjennomsnittlig temperatur og tilsig i løpet av året	10
Figur 3: Tidsserier av elektrisitetspriser i RK og DA markedet	22
Figur 4: Gjennomsnittlig forwardpremie i DA markedet	25
Figur 5: Tidsserier av elektrisitetspriser i det finansielle markedet	31
Figur 6: Gjennomsnittlig forwardpremie i terminmarkedet	33

Tabelliste

Tabell 1: Statistikk RK pris per time	19
Tabell 2: Statistikk DA pris per time	21
Tabell 3: Statistikk forwardpremie i DA prisene	24
Tabell 4: Regresjon av gjennomsnittlig forwardpremie i DA markedet	26
Tabell 5: Statistikk ukentlige systempriser per 4 uker	29
Tabell 6: Statistikk 4 ukers terminkontrakter	30
Tabell 7: Statistikk 3 ukers terminkontrakter	30
Tabell 8: Statistikk 2 ukers terminkontrakter	30
Tabell 9: Statistikk 1 ukes terminkontrakter	30
Tabell 10: Statistikk forwardpremie per 4 uker	32
Tabell 11: Statistikk forwardpremie per 3 uker	32
Tabell 12: Statistikk forwardpremie per 2 uker	32
Tabell 13: Statistikk forwardpremie 1 uke	32
Tabell 14: Regresjon gjennomsnittlig forwardpremie i terminmarkedet per uke	34
Tabell 15: Statistikk prosentvis avkastning per uke	36

Sammendrag

Formålet med denne oppgaven er å teste om det finnes en forwardpremie i det nordiske elektrisitetsmarkedet. Vi definerer forwardpremien som forwardpris minus forventet spotpris og undersøker om denne sammenhengen kan forklares ut fra systematisk risiko og de ulike aktørers villighet til å bære den. I den første analysen replikeres en studie gjort av Longstaff og Wang i det amerikanske PJM markedet. Her sjekkes RK pris per time i forhold til den respektive DA pris per time i det fysiske markedet på Nord Pool. I den andre analysen gjør vi den samme undersøkelsen i det finansielle markedet. Vi fokuserer på de korteste terminkontraktene og sammenligner forwardprisen med gjennomsnittlig systempris per uke.

Først presenteres kort hovedtrekkene i PJM markedet før vi gir en mer utfyllende markedsbeskrivelse av Nord Pool. Videre gjør vi rede for særtrekk med elektrisitet som handelsvare. Spesielt fokuseres det på begrensede lagringsmuligheter og assymetri mellom tilbud og etterspørsel. Dette bidrar til høy volatilitet i elektrisitetsprisene, noe som gjør at risikoaverse aktører etterspør metoder for å sikre seg imot risiko. Derivatmarkedet på Nord Pool tilbyr en slik mulighet.

Vi beskriver en modell presentert av Bessembinder og Lemmon [2002] som viser hvordan likevektsprisen i forwardmarkedet avhenger av systematisk risiko og etterspørsel etter prissikring på produsent og konsumentensiden. Videre viser vi at differansen mellom likevektsprisen i forwardmarkedet og forventet spotpris kan forklares ut fra forholdet mellom to risikokilder; produsentenes kostnadsrisiko og leverandørenes inntektsrisiko. Disse risikokildene kan relateres til skewnessen og variansen i spotprisen. Har vi en positiv skewness predikerer modellen at produsentenes kostnadsrisiko vil dominere og at vi da får en positiv forwardpremie. Er det ingen skewness i prisene vil leverandørenes inntektsrisiko dominere og vi forventer en negativ forwardpremie. Det vises i modellen at forwardpremien er positivt relatert til skewnessen i spotprisen og negativt relatert til variansen i spotprisen. Dette testes ved regresjon i begge markedene.

I empirien kan vi stort sett bare rapportere rot i det fysiske markedet, selv om vi finner en signifikant forwardpremie. Forwardpremien er positiv i gjennomsnitt, men både fortegn og størrelse ser ut til å variere uavhengig av de risikokildene vi diskuterer her. Årsaker til dette

kan være at Nord Pool har et eget sikringsmarked, samt at forhold ved vannkraftproduksjon gjør at etterspørselen etter sikring på så kort sikt er lav.

I det finansielle markedet finner vi også en signifikant positiv forwardpremie i gjennomsnitt. Denne varier over året, og er høyest om vinteren og lavest om sommeren. Vi finner også at forwardpremien korrelerer positivt med skewnessen i spotprisen og negativt med skewnessen i spotprisen.

Til slutt ser vi på avkastningen ved å holde en terminkontrakt. Resultatet viser et sterkest resultat i leveringsuken. En mulig årsak er fraværet av spekulanter.

Innholdsfortegnelse

Forord	I
Figurliste	II
Tabelliste	III
Sammendrag	IV
Innholdsfortegnelse	VI
1 Innledning	1
2 Markedet for elektrisitet	3
2.1 Historie	3
2.2 Pennsylvania, New Jersey og Maryland (PJM markedet)	3
2.2.1 PJM systemet	3
2.2.2 Aktører	4
2.2.3 PJM spot og forward	4
2.3 Det nordiske markedet	5
2.3.1 Det fysiske markedet	6
2.3.1.1 Regulerkraftmarkedet (RK)	6
2.3.1.2 Systemprisen (DA – day ahead market)	7
2.3.2 Det finansielle markedet	7
2.3.2.1 Futureskontrakter	8
2.3.2.2 Andre finansielle kontrakter	9
3 Forwardpremie	10
3.1 Tilbud og etterspørsel etter elektrisitet	10
3.2 Hedging	11
3.3 Prising av forwardkontrakter	12
3.3.1 En modell for likevekt i forwardmarkedet	13
4 Forwardpremien i det fysiske markedet	18
4.1 Aktører i det fysiske markedet	18
4.2 Empirisk data i det fysiske markedet	18
4.3 Empirisk undersøkelse i det fysiske markedet	23
5 Forwardpremien i det finansielle markedet	28
5.1 Aktører i det finansielle markedet	28
5.2 Data i det finansielle markedet	28
5.3 Empirisk analyse	31
5.4 Spekulering i de korte kontraktene	35
6 Konklusjon	37
7 Referanser	38

8 Appendiks	40
Appendiks A - Tabeller	40
Tabell A1: Statistikk RK og DA - etter årstid	40
Tabell A2: Statistikk forwardpremie i DA prisene per sesong	40
Tabell A3: Systempriser per uke sortert etter årstid.....	40
Tabell A4: Statistikk sesongvis forwardpremie i terminmarkedet.....	41
Tabell A5: Statistikk prosentvis avkastning per sesong.....	42
Appendiks B – Tabeller Longstaff og Wang	43
Tabell B1: oppsummerer statistikk for RK prisen på timebasis.....	43
Tabell B2: Statistikk DA pris per time - PJM	44
Tabell B3: Statistikk forwardpremien i DA prisene - PJM	45

1 Innledning

På 1990-tallet var kraftsektoren i Norden gjenstand for en enorm utvikling. I 1991 ble det norske kraftmarkedet deregulert, og fem år senere ble en felles nordisk kraftbørs, Nord Pool, opprettet. Endringene medførte at markedsdeltakerne sto ovenfor nye utfordringer. At markedet nå er åpent for konkurranse betyr at konsumentene fritt kan velge mellom kraftselskapene, noe som setter nye krav til aktørenes effektivitet.

Aktørene står også ovenfor et ekstremt volatilt marked. Begrenset lagringskapasitet, ujevn ressurstilgang og varierende etterspørsel bidrar til store sesongsvingninger. I tillegg kjennetegnes elektrisitetsprisene med plutselige, ofte midlertidige, pristopper. Denne markedsrisikoen gjør at risikoaverse aktører etterspør verktøy for risikostyring. Derivatmarkedet på Nord Pool utgjør en slik mulighet. Vi vil videre fokusere på forholdet mellom spot- og forwardpriser i kraftmarkedet og forsøke å forklare en eventuell forventningsskjevhet i forwardprisen.

De begrensede lagringsmulighetene gjør at de tradisjonelle *cost of carry* modellene ikke kan brukes i denne sammenhengen. Vi vil i stedet forklare forholdet mellom forward- og spotprisene ved hjelp av en likevektstilnærming. Forwardpremien kan her defineres som forwardpris minus forventet spot. Differansen forklares ut fra systematisk risiko og aktørenes etterspørsel etter prissikring. I en modell presentert av Bessembinder og Lemmon [2002] illustreres det hvordan forwardpremien kan relateres til variansen og skewnessen i spotprisen. I en undersøkelse av Longstaff og Wang [2004] i Pennsylvania, New Jersey og Maryland (PJM) markedet støttes disse implikasjonene. PJM består av et spotmarked (RT) og et endagsmarked (DA). De sammenligner forwardpris og spotpris per time i DA markedet, og finner at forwardpremien er positivt relatert til skewnessen i spotprisen, og negativt relatert til variansen i spotprisen.

I denne oppgaven replikerer vi undersøkelsen til Longstaff og Wang. Vi undersøker om det finnes en signifikant forwardpremie i DA markedet på Nord Pool. Hvis dette er tilfelle, ser vi om egenskapene kan forklares ut fra modellen til Bessembinder og Lemmon med data fra det nordiske markedet. Videre utvider vi og foretar vi den samme undersøkelsen i terminmarkedet.

Her ser vi på de fire korteste kontraktene. Til slutt ser vi på avkastning en oppnår ved å holde en forwardkontrakt en ekstra uke.

Resten av oppgaven er oppbygd som følger: I kapittel 2 beskrives markeder for elektrisitet. Hovedfokuset ligger på det nordiske markedet, mens PJM forklares i korte trekk for å kunne sammenligne resultatene. Særtrekk med elektrisitet som handelsvare beskrives i kapittel 3. I slutten av kapittelet gjengis en modell som kan forklare egenskaper ved forwardpremien. Denne modellen testes så i de to neste kapitlene. Først, i kapittel 4, ser vi om sikringsmodellen til Bessembinder og Lemmon kan forklare forwardpremien i det fysiske markedet på Nord Pool. Resultatene viser at dette ikke er tilfelle. Det egentlige sikringsmarkedet på Nord Pool er terminmarkedet. Derfor foretas den samme undersøkelsen i kapittel 5 i terminmarkedet. Til slutt ser vi på spekulering i de korte kontraktene.

2 Markedet for elektrisitet

2.1 Historie

I 1991 trådte den markedsbaserte energiloven i kraft og Norge ble det første av de nordiske landene som tok i bruk et deregulert kraftmarked. Dette innebar konkurranse mellom kraftselskapene og norske konsumenter kunne velge fritt mellom tilbyderne kraft. I 1993 ble Statnett Marked AS etablert som en samkjøring mellom alle kraftselskaper i Norge. Tre år senere, i 1996, ble virksomheten utvidet til å også gjelde i Sverige. Den felles kraftbørsen skiftet navn fra Statnett Marked AS til Nord Pool ASA. Dette utviklet seg etter hvert til et felles nordisk kraftmarked der Finland sluttet seg til i juni 1998, Vest- Danmark (Jylland og Fyn) juli 1999 og Øst- Danmark i 2000¹.

Det nordiske kraftmarkedet har fungert som en mal for hvordan et konkurransepreget kraftmarked kan organiseres. De nordiske landene er ledende innenfor områder som deregulering og organisering av internasjonal handel, og Nord Pool har dermed inspirert andre nasjoner til å etterfølge deres modellering av kraftmarkedet.

Hovedårsaken til at man velger å deregulere sine kraftmarkeder, som primært består av å åpne markedene for konkurranse, er å gjøre kraftsektoren mer effektiv, og dermed elektrisiteten billigere. Dette skjer ved at konsumentene får velge fritt mellom hvilken aktør som skal levere elektrisiteten. Kraftselskaper og leverandører må dermed operere mer effektivt for å redusere kostnader, og konsumenter og sluttbrukere vil igjen få fordeler i form av lavere strømpriser og bedre service. Etter dereguleringen i Norden har en rekke andre markeder fulgt etter.

2.2 Pennsylvania, New Jersey og Maryland (PJM markedet)

I 2004 undersøkte Longstaff og Wang forwardpremien i PJM markedet. I empirien sammenligner vi våre resultater med de til Longstaff og Wang, og vil derfor i denne delen kort beskrive hovedtrekkene i PJM-markedet før vi gir en markedsbeskrivelse av Nord Pool.

2.2.1 PJM systemet

PJM markedet er verdens største deregulerte kraftbørs og den første i sitt slag i USA. Kraftbørsen ble etablert i 1997 og fører tilsyn med produksjon, overføring og handel av nesten

¹ Kilde: www.nordpool.no

300 000 GWh elektrisitet per år. Den har flere viktige funksjoner, hvorav den viktigste er å fremkalle konkurranse mellom de mange strømprodusentene.

Hovedkraftkilden på PJM er kullkraft som utgjør 40 % av den totale elektrisitetsproduksjonen. Andre kraftkilder er atomkraft, naturgass, olje, og vannkraft. Kun 5 % av elektrisiteten blir produsert ved vannkraft².

2.2.2 Aktører

Det er per i dag mer enn 200 forretningsenheter som deltar i PJM. Disse kan deles inn i fem sektorer etter deres hovedfunksjon; kraftprodusenter, eierne av overføringsnettet, leverandører, store konsumenter og tradere.

Intuitivt kan det se ut som at noen av disse sektorene kan identifiseres som enten selgere eller kjøpere av kraft. For eksempel vil som regel eierne av kraftstasjonene ha ledig kapasitet og da tilby elektrisitet til de som byr mest. Det er derimot svært få aktører som utelukkende er tilbydere eller kjøpere. Eierne av kraftanleggene kan for eksempel oppleve svikt i anlegget. Det kan derfor bli nødvendig å kjøpe inn elektrisitet for å overholde forpliktelsene de har ovenfor kjøperne. Den siste sektoren, som består av tradere og lignende, verken produserer eller konsumerer strøm. De prøver å generere profitt ved å spekulere og dermed tilby likviditet i markedet. De kan derfor være enten være kjøpere, selgere eller begge deler – og dette vil kunne forandre seg fra dag til dag.

Det er derfor vanskelig å sette opp et oversiktskart over aktørene i markedet da deres funksjon avhenger av markedsforholdene. Rollen hver enkel aktør har kan forandre seg mange ganger per dag.

For å oppsummere kan vi si at PJM markedet er kompleks, med mange typer markedsdeltakere som har skiftende motiver som endres med forholdene i markedet.

2.2.3 PJM spot og forward

I PJM systemet finnes to typer markeder hvor aktørene kan handle kraft. Det første fungerer som et spotmarked og kalles *realtime* markedet (RT). Her kan alle kjøpere og selgere legge

² Kilde: www.pjm.com

inn sine bud, og transaksjonen kan finne sted rett etterpå. I dette markedet fungerer PJM som auksjonarius gjennom å matche disse kjøps - og salgsanmeldingene, og dermed fastsetter de prisene som klarerer markedet.

Det andre markedet i PJM er *day-ahead markedet* (DA). Her fremlegger aktørene kjøps- eller salgs anmeldelser for en gitt mengde elektrisitet som leveres et bestemt klokkeslett den påfølgende dag. Rett før kl. 16.00 trading dagen, klarer PJM markedet gjennom å evaluere hvilke tilbud som skal aksepteres for å møte etterspørselen. Klokken 16.00 annonseres prisene som klarer markedet neste dag, mengde som blir kjøpt/solgt, og når på døgnet. Dette markedet fungerer altså som et vanlig forwardmarked hvor aktørene kan hedge mot prisrisiko. Markedet fungerer som en parallell til spotmarkedet. For eksempel kan en aktør som har kjøpt forward oppdage at han har kjøpt for mye. Han vil da forsøke å selge den overflødige elektrisiteten i spotmarkedet. Et annet eksempel er at dersom noen som har solgt forward får leveringsproblemer, vil de kunne kjøpe kraft på spotmarkedet for å innfri sine forpliktelser.

2.3 Det nordiske markedet

Nord Pools historie startet i Norge i 1993 da Statnett Marked AS samkjørte alle de norske kraftbørsene og samlet dem under ett. Dette utviklet seg etter hvert til felles nordisk kraftmarked. Det er imidlertid stor forskjell i kraftproduksjonen mellom de nordiske landene. I Norge utgjør vannkraft hele 99 % av kraftproduksjonen. For Finland og Sverige er andelen vannkraft henholdsvis 20 % og 46 % av kraftproduksjon. Resten er basert på termisk kraft. Danmarks hovedkraftkilder er varmeenergi og vindkraft³. Elektrisiteten som produseres handles i et auksjonssystem for standardiserte kontrakter der kontraktene garanterer for levering av elektrisitet framover i tid. Noen kontrakter beskriver fysisk levering, mens andre inngås kun av finansielle årsaker.

I Nord Pool konsernet finner vi morsselskapet Nord Pool ASA og datterselskapene Nord Pool Consulting AS og Nord Pool Clearing ASA. I 2002 ble den fysiske handelen på Nord Pool skilt ut i et eget datterselskap som kalles Nord Pool Spot ASA. Nord Pool Spot (NPS) er eid av alle de systemansvarlige nettselskapene i Norden. I tillegg eier Nord Pool ASA 20 %. NPS har ansvaret for handelen på *Elspot* og *Elbas*. Denne markedsplassen er blant annet til for produsenter, leverandører, meglere og systemoperatører. NPS fungerer da som sentral juridisk

³ Kilde: www.nordpool.no

motpart i alle transaksjoner som blir gjennomført. De krever sikkerhet av partene og garanterer for oppfyllelse av kontrakten. Det fysiske markedet på Nord Pool har gradvis vokst seg større og i januar 2005 tradet mer enn 270 aktører daglig.

2.3.1 Det fysiske markedet

Ved fysiske kontrakter menes kontrakter med et reelt forbruk der man fysisk leverer eller kjøper strøm ved slutten av en kontrakt. Dette markedet er derfor begrenset til de som produserer - eller konsumerer strøm. Overføringskapasiteten i dette markedet er begrenset, og tilbuds- og etterspørselssiden må derfor balanseres. Dette gjøres ved at markedet overvåkes av en systemoperatør. Det fysiske markedet består av et spotmarked (regulerkraft - RK) og et en – dagsmarked (systempris – DA).

2.3.1.1 Regulerkraftmarkedet (RK)

Regulerkraftmarkedet er organisert av en systemoperatør som bruker RK markedet for å opprettholde stabil frekvens og balanse mellom produksjon og forbruk. Dette markedet åpner etter at elspot har fastsatt priser og volum. Bud som blir lagt inn i RK markedet blir forelagt en systemoperatør. Regulerkraftbudene som blir lagt inn av systemoperatøren vil da være for enten å regulere kraftbruken/produksjonen oppover eller nedover. Både etterspørsels- og tilbudssiden legger inn bud som oppgir pris og volum, og auksjonen spesifiserer både kvantum og tidsperioden for produksjonen eller konsumet. Aktørene i RK markedet må derfor være i stand til å forplikte seg til enten å kjøpe eller selge signifikante kraftmengder på kort tid.

Systemoperatørene går igjennom bud for hver time i prioritert rekkefølge og denne listen blir da brukt til å balansere tilbud og etterspørsel etter elektrisitet. Hvis det oppstår et avvik på strømmettet må systemoperatørene regulere prisene oppover eller nedover slik at de stemmer overens med det kvantumet som trengs. Reglene for hvordan den timebaserte regulerkraftprisen settes, er forskjellig mellom de nordiske landene. I tillegg til regulerkraftmarkedet har systemoperatørene etablert markeder for forskjellige nødvendige filialtjenester som skal sørge for balanse til markedsaktørene og dermed sikre de operative reserver som er nødvendig i kraftmarkedet.

2.3.1.2 Systemprisen (DA – day ahead market)

I det nordiske markedet har vi også et marked som baserer seg på handel med kraft dagen før levering. Denne formen for handel med kraft kalles day-ahead trading (DA) og foregår i *Elspot-markedet*. Her omsettes timebaserte kontrakter daglig for fysisk levering de neste 24 timene. Hver morgen framlegger aktørene sine bud for kjøp eller salg for en gitt mengde strøm hver time neste dag. Når spotmarkedet stenger for bud, klokken 12.00, vil systemprisen, med utgangspunkt i aktørenes samlede kjøps- og salgsanmeldinger, bli utledet for hver enkelt time den kommende dag. Hver kontrakt er tildelt en spesifikk mengde strøm for ett gitt framtidig leveringstidspunkt. Dette betyr at det i DA markedet handles forwardkontrakter med levering neste dag. Ved tilfeller av overbelastning på strømmettet grunnet kapasitetsrestriksjoner, er det nordiske kraftmarkedet delt opp i forskjellige områder. Dette resulterer i forskjellige områdepriser, hvor det er seks ulike prisområder i Norge, to i Danmark, ett i Sverige og ett i Finland.

Et annet marked for krafthandel på Nord Pool, er *Elbas*. Dette markedet er kun åpent for handel fra Finland, Sverige og Øst Danmark. Markedet er opprettet for å jevne ut differansen mellom DA markedet og RK markedet. Tiden mellom fastsettingen av priser i elspot og den reelle leveringstimen på kontrakten kan være ganske lang (opptil 36 timer). Elbas supplerer da elspot- og regulerkraftmarkedet ved å la aktørene justere sin markedseksponering mellom DA auksjonen på elspot klokken 12.00 og den reelle timen for levering neste dag. Markedet sørger for kontinuerlig handel 24 timer i døgnet, og dekker individuelle timer på samme måte som elspot markedet. Forskjellene er at kontraktene kun er åpne for handel etter elspot auksjonen, at aktørene kan kjøpe og selge de samme kontraktene flere ganger før levering og at posisjonen kan lukkes før levering slik at ingen fysisk levering av strøm er nødvendig.

2.3.2 Det finansielle markedet

Nord Pool har også et marked der det foregår finansiell spekulasjon. Her kan tradere inngå kontrakter som ikke resulterer i fysisk levering. Produsenter, leverandører og sluttbrukere bruker dette systemet som et element i deres prissikring, mens spekulanter bruker dette markedet for å dra fordeler av kraftbørsens volatilitet.

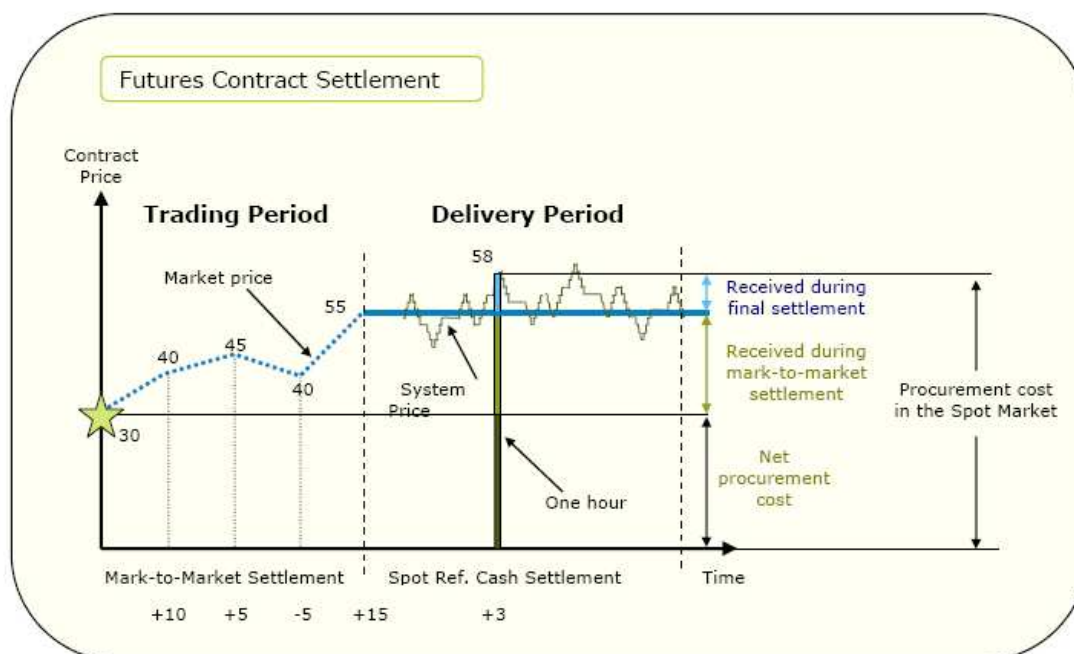
Handelen foregår på Nord Pools elektroniske trading system eller over telefon. Spekulanter som ikke er medlemmer av Nord Pool kan også trade, ved at et kraftbørsmedlem som for

eksempel Agder Energi fungerer som den klarerende part. Det finnes flere varianter av finansielle kontrakter og videre beskrives de man kan inngå på Nord Pool.

2.3.2.1 Futureskontrakter

En futureskontrakt blir inngått for å låse den fremtidige kraftprisen til den prisen kontrakten lyder. Man kan trade futureskontrakter på en daglig basis, med en periode på 24 timer til utløp, og man kan trade på en ukentlig basis.

Hver uke utgår en ukeskontrakt og en ny kontrakt som trader i 6 uker blir introdusert. Nye daglige kontrakter blir introdusert hver torsdag. Alle kontrakter kan trades inntil den siste dagen (mandag-fredag) før leveringsperioden. Referanseverdien til futureskontrakter er Nordpools systempris. Verdien på disse kontraktene blir kalkulert daglig mot markedsavregningene og reflekterer forandringene i kontraktens markedspris. Markedsavregningen gjør rede for tap eller fortjeneste for daglige forandringer i hver kontrakt. Den avsluttende avregningen blir avgjort ved forfall og gjør rede for differansen mellom den avsluttende prisen på kontrakten og systemprisen i leveringsperioden.



Figur 1: Markedsavregning for en futureskontrakt. Kilde: www.nordpool.no

Figur 1 illustrerer en aktør som har kjøpt en futureskontrakt for 30 €/MWh. I løpet av handelsperioden, det vil si fra datoen kontrakten ble kjøpt og fram til utløpsfristen, øker

markedsprisen til 55 €/MWh. Prisen på 55 €/MWh er da den endelige prisen før levering. Daglige markedsavregninger gjennom handelsperioden krediterer aktøren en total fortjeneste på 25 €/MWh (55 €/MWh - 30 €/MWh). Gjennom leveringsperioden, som da starter på kontraktens utløpsfrist, vil aktøren blir kreditert/debitert et beløp som er lik differansen mellom spotprisen og kontraktens endelige sluttpris. Dette illustreres for en enkelt time i figuren, der aktøren har mottatt 25 €/MWh i markedsavregning gjennom handelsperioden og et sluttoppgjør på 3 €/MWh (58 €/MWh – 55 €/MWh). Profitten blir da 28 €/MWh.⁴

2.3.2.2 Andre finansielle kontrakter

Forwardkontrakter går ut på det samme prinsippet som futureskontrakter. Forskjellen er at forwardkontrakter ikke har en daglig markedsavregning som realiserer tap eller fortjeneste. Forwardkontrakter kan trades for en måned, et kvartal og på årsbasis og referanseverdien er som ved futureskontrakter, Nord Pools systempris.

På det finansielle markedet på Nord Pool handles også opsjoner. En innehaver av en opsjon har rett til å kjøpe eller selge for en forhåndsbestemt pris på et forhåndsbestemt tidspunkt. De opsjonene som trades på Nordpool er av "europeisk type" skrevet på terminkontrakter. Med europeisk type menes at de kun kan bli utøvd på forfallsdato.

Når man skal sikre seg optimalt mot prisforandringer, vil det å trade forward eller futures kun være tilstrekkelig dersom det ikke finnes "flaskehalser" i overføringsnettet. Men på grunn av at disse begrensningene eksisterer, vil områdeprisen være forskjellig fra systemprisen ved mange tilfeller. Aktørene trenger dermed et nytt verktøy for å optimalisere prissikringen. "Contracts for difference" er et slikt verktøy og er definert som områdepris minus systempris. De forskjellige områdeprisene på Nord Pool er Oslo, Stockholm, København, Århus og Helsingfors. Kontraktene er definert som forward og futures med identiske leveringsperioder, med unntak av at de ikke trades med mindre enn en måneds leveringsperiode.

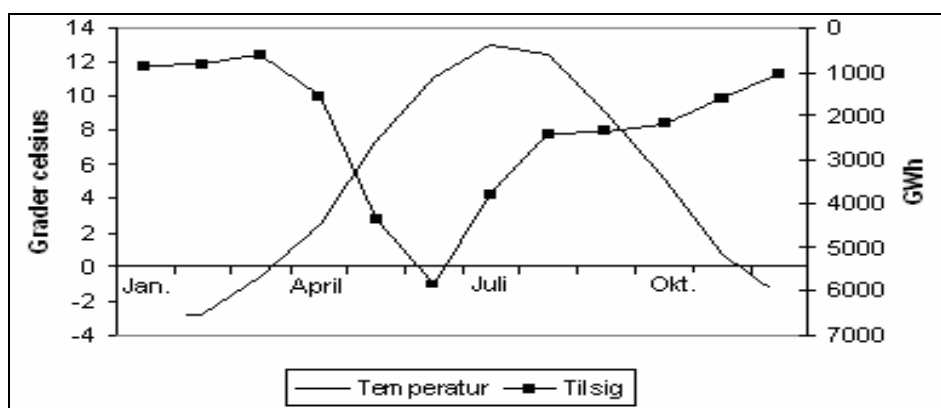
⁴ Kilde: www.nordpool.no

3 Forwardpremie

3.1 Tilbud og etterspørsel etter elektrisitet

Elektrisitetsmarkeder preges av høy volatilitet. Den viktigste årsaken til dette er at elektrisitet ikke kan lagres etter produksjon. Det er derfor vanskelig å jevne ut tilbud og etterspørsel. I Norge kommer 99 % av elektrisiteten fra vannkraft. Dette gir en viss fleksibilitet da nedbør kan lagres i magasiner, men begrenset kapasitet, ujevn ressurstilgang og varierende etterspørsel gjør at vi også i Norge opplever høy volatilitet i elektrisitetsprisene. Til tross for dette finner vi en viss forutsigbarhet i prisen, både når det gjelder periodiske endring i løpet av døgnet og i løpet av året. På etterspørselssiden er behovet større om vinteren enn om sommeren, noe som er naturlig med tanke på oppvarmingsbehovet. Det samme kan sies om dag i forhold til natt. Den varierende etterspørselen bidrar altså til sesongsvingninger i prisene.

På tilbudssiden er markedet svært avhengig av vannkraftproduksjonen, som igjen avhenger av tilsiget. Magasinbeholdningene om sommeren er ofte store etter snøsmeltingen, noe som innbyr til høy produksjon. Dette kombinert med lav etterspørsel presser prisene ned. I de kalde månedene er tilsiget mindre og magasinene tappes. Etterspørselen er da høyere i forhold til produksjonskapasiteten. Kombinasjonen av lavere ressurstilgang og høyere etterspørsel vil dermed presse prisene opp.



Figur 2. Gjenomsnittlig temperatur og tilsig i løpet av året. Grafen viser gjenomsnittlig temperatur i Norge i perioden 1961-1990⁵, og gjenomsnittlig tilsig i vannmagasinene i Norge i perioden 1996-2005⁶.

⁵ Kilde: Statistisk sentralbyrå. Minifakta om Norge 2005: Klima

⁶ Kilde: Nord Pool

Behovet for oppvarming, og da etterspørselen etter elektrisitet, korrelerer altså dårlig med ressurstilgangen. Dette kommer tydelig fram av figur 2. Figuren viser gjennomsnittlig tilsig og gjennomsnittlig temperatur i løpet av året. Skalaen for tilsiget er snudd. Det vil si at en samvariasjon mellom kurvene ville betydd at vi hadde høyt tilbud når etterspørselen var høy. Vi ser tydelig at dette ikke er tilfelle.

Etterspørsels- og tilbudseffekten fører til at spotprisen i de kalde sesongene ligger over spotprisen i de varme. Asymmetrien mellom tilbud og etterspørsel, kombinert med begrensede lagringsmuligheter, gjør også at markedet preges av hyppige ekstrempriser. Tidligere undersøkelser har vist en kurtosis høyere enn 3 i det nordiske markedet. Sannsynligheten for ekstrempriser er derfor høyere enn for en normalfordeling med samme varians. En positiv skewness indikerer at det er større sannsynlighet for høye ekstremverdier enn for lave. Med høy etterspørsel i forhold til kapasiteten, vil skewnessen være positiv. Dette skyldes til dels de konvekse kostnadsfunksjonene til produsentene. Konveksiteten kan forklares med at mindre effektive produksjonsanlegg tas i bruk når etterspørselen er høy. En annen forklaring på ekstremt høye priser er at det blir brukt som virkemiddel for å dempe forbruket når belastningen blir for stor. Dette så vi vinteren 2003 når magasinene begynte å tømmes. Disse plutselige, ofte midlertidige, pristoppene er et av de mest karakteristiske kjennetegnene for prisene på elektrisitet.

3.2 Hedging

Aktørenes eksponering for kraftmarkedets volatile struktur og ekstreme pristopper gjør at de etterspør metoder for å sikre seg mot risiko. Derivatmarkedene på Nord Pool tilbyr en slik mulighet. I det finansielle markedet kan risikoen overføres til spekulanter som er villige til å ta den. Den høye volatiliteten lokker spekulantene inn i markedet, som på sin side bidrar med økt likviditet.

Hvor mye en aktør hedger i derivatmarkedet avhenger av hans holdning til risiko. Man deler gjerne inn i risikonøytrale, risikosøkende og risikoaverse aktører. En risikonøytral aktør tar ikke hensyn til risikoaspektet ved en investering, og kan like gjerne gjøre en risikofull investering til den samme forventede nytten som en mindre risikofyll investering. En risikosøkende aktør vil aktivt søke etter investeringer som er risikofulle og har dermed en konveks nyttefunksjon. En risikoavers aktør derimot vil ha negativ en grensenytte i risiko, noe som betyr konkav nyttefunksjon. De fleste aktører vil til en viss grad være risikoaverse og

dermed søke mulighet for å kvitte seg med risiko. Vi forutsetter at de ulike aktørene tar hensyn til forventet avkasting, samt dens volatilitet. Høy volatilitet medfører kostnader på grunn av stress som følge av økt sannsynlighet for konkurs. Økning i volatiliteten vil også kunne ha en negativ effekt på fremtidige investeringsincentiver. De ulike aktørenes incentiver til å hedge er ikke konstante. Variabler som kan spille inn er posisjon i markedet og tidshorisont.

3.3 Prising av forwardkontrakter

Litteraturen om prising av forwardkontrakter har historisk sett fokusert på sammenhengen mellom spot- og forwardpriser. Det er to hovedtyper av modeller som dominerer. Den første er *cost-of-carry* modellene. Arbitrasjeargumentene som ligger til grunn, forutsetter at investor har mulighet til å innta en posisjon i det underliggende aktiva, og holde den til utløpsdatoen. Det at elektrisitet ikke kan lagres medfører da at *cost-of-carry* modellene blir ubrukelige i denne sammenheng. For elektrisitetsproduksjon basert på vannkraft finnes imidlertid indirekte lagringsmuligheter, da at vann kan lagres i magasiner. Dette gjør at *cost-of-carry* modeller allikevel delvis kan brukes. Vi ser i imidlertid bort i fra dette når vi beskriver sammenhengen mellom spot- og forwardpris i gjennomgangen av modellen.

Den andre tilnærmingen baserer seg på markedslikevekt. Her er utgangspunktet at forwardpremien, som er forskjellen mellom forwardpris og forventet spotpris, skal representere kompensasjon for å ta på seg systematisk risiko. Egenskapene til forwardpremien blir da et resultat av etterspørsel etter hedging (og spekulasjon). Hvilken forventning man har til forwardpremien avhenger av om vi har en overvekt av aktører som vil sikre en *long* posisjon eller aktører som vil sikre en *short* posisjon. I markeder som ikke krever fysisk levering vil også etterspørselen etter spekulasjon kunne påvirke forwardpremien.

I empirien er det blitt fokusert på om forwardpremien er positiv eller negativ. I den klassiske litteraturen argumenterer Keynes [1930], Hicks [1939] og Routledge [2000] med flere for at forventet spot bør være høyere enn forwardpris som følge av aktørenes etterspørsel etter hedging. Vi får da en negativ forwardpremie.

Nyere forskning har imidlertid vist at forwardpremien ikke nødvendigvis trenger å være negativ. Her antydes det at fortegnet avhenger av forskjellige fundamentale mål på risiko og de ulike aktørers villighet til å bære denne. Bessembinder og Lemmon [2002] presenterer en

likevektsmodell hvor forwardpremien i stor grad kan forklares ut fra skewnessen og volatiliteten i spotprisene.

3.3.1 En modell for likevekt i forwardmarkedet

Modellen viser hvordan likevektsprisen avhenger av systematisk risiko og etterspørsel etter prissikring på produsent og konsumentensiden. Selv om aktørene skifter side ettersom markedsforholdene forandrer seg, tar modellen utgangspunkt i at tilbudssiden består av produsenter og etterspørselssiden av leverandører. De forutsetter at aktørene på begge sider er risikoaverse, og derfor ønsker å redusere variabiliteten i profitten.

De forenkler videre med å se på markedet som et lukket system hvor spekulanter ikke har anledning til å delta. Dette forsvares med at modellen skal predikere fortegnet på forwardpremien, og dette kun er avhengig av systematisk risiko og netto hedging pressure, ikke av antall aktører. Videre antydes det at åpning for spekulanter vil redusere premien. Med uendelig mange deltakere i markedet ville vi ha fått en forwardpremie på 0⁷.

Modellen består av N_P produsenter som selger elektrisitet til leverandørene på kraftbørsen. Det finnes N_R leverandører som distribuerer elektrisiteten videre til sluttbruker til en fast pris P_R . Sluttbruker kan kjøpe så mye elektrisitet han måtte ønske til den prisen. Realisert etterspørsel for leverandør i , Q_{Ri} , er eksogent gitt.

Hver produsent i antas å ha en produksjonskostnadsfunksjon lik

$$TC_i = F + \frac{a}{c}(Q_{Pi})^c, \quad (1)$$

hvor F er fast kostnad, Q_{Pi} er produsert mengde for produsent i , a er en konstant og c er en konstant som er større eller lik to. Kostnadsfunksjonen fanger opp en del særtrekk med produksjon av elektrisitet, bl.a. økende marginalkostnader. Dette skyldes blant annet ulik produksjonsteknologi og tilhørende unike kostnader. Setter vi c høyere enn to får vi konvekse

⁷ En undersøkelse gjennomført av Celeste Saravia på New York kraftbørs (NYISO) i 2003, støtter dette synet. NYISO åpnet RK/DA markedet for spekulanter i november 2001 og konklusjonen av studiet var at dette økte graden av effisiens i markedet og reduserte forwardpremien.

marginalkostnader. Dette kan gjenspeile at mindre effektive produksjonsanlegg må tas i bruk når etterspørselen er høy. Distribusjonen i prisene vil da ha positiv skewness.

Når vi nå skal undersøke hvordan de ulike aktørene tilpasser seg, ser vi først på handelen i spotmarkedet med utgangspunkt i de ulike aktørers forwardposisjoner. Deretter går vi tilbake i tid og fastsetter optimal tilpasning i forwardmarkedet, gitt at produsent og leverandør vil handle optimalt i spotmarkedet.

A. Spotmarkedet

I spotmarkedet selger produsentene til leverandørene, som i sin tur distribuerer videre til sine kunder. Vi lar P_W være produsentenes spotpris, Q_{Pi}^W volum solgt av produsent i i spotmarkedet og Q_{Pi}^F volum som produsent i allerede har avtalt å levere i forwardmarkedet til fastsatt pris P_F . Profittfunksjonen til produsent i er dermed gitt ved

$$\pi_{Pi} = P_W Q_{Pi}^W + P_F Q_{Pi}^F - F - \frac{a}{c} (Q_{Pi})^c, \quad (2)$$

hvor hver produsents totale produksjon, Q_{Pi} , er summen av salg i spotmarkedet og salg forward, $Q_{Pi}^W + Q_{Pi}^F$.

Leverandørene, på sin side, kjøper i spotmarkedet differansen mellom deres realiserete etterspørsel og det de tidligere har kjøpt i forwardmarkedet. Vi lar Q_{Rj}^F være mengde solgt forward av leverandør j og P_R den faste leverandørprisen per enhet. Profitten til hver leverandør j er da gitt ved

$$\pi_{Rj} = P_R Q_{Rj} + P_F Q_{Rj}^F - P_w (Q_{Rj} + Q_{Rj}^F) \quad (3)$$

B. Etterspørsel etter forwardposisjon

Det neste steget er å gå tilbake i tid for å bestemme optimal hedge posisjon for produsent og leverandør, samt likevektsprisen i forwardmarkedet. Aktørene på begge sider er opptatt av volatiliteten til profitten, og risikoen i industrien er da knyttet til leverandørenes inntekter,

leverandørens kostnader, produsentenes inntekter og produsentenes kostnader. Vi er interessert i å finne risiko knyttet til industrien som helhet.

For det første er det en positiv samvariasjon mellom leverandørens inntekter og produsentprisen når leverandørens realiserte etterspørsel er positivt korrelert med produsentprisen. Gitt kostnadsfunksjonen til produsentene fra ligning (1) er det rimelig å anta at produsentprisen er en økende funksjon av etterspørselen. Dette indikerer at industriens leverandørinntekt, på tross av fast leverandørpris, er risikofull. For det andre opplever leverandørene usikkerhet knyttet til prisen de må betale for elektrisitet på kraftbørsen da denne ikke er fast. Kostnadene deres er altså en risikokilde. På samme måte som leverandørene har risiko knyttet til kostnad opplever produsenter risiko knyttet til inntekten. Til slutt har produsentene risiko knyttet til kostnadene på grunn av positive marginale produksjonskostnader. Hver av disse fire risikokildene påvirker hvilken posisjon de individuelle firmaene tar i forwardmarkedet. Vi er imidlertid opptatt av industriens risiko som en helhet. Produsenters inntektsrisiko og leverandørers kostnadsrisiko er ett null sum spill, og det antas derfor at disse risikoene er diversifiserbare innad i industrien. Likevektsforwardprisen vil derfor kun avhenge av variabiliteten knyttet til *leverandørens inntekter og produsentenes kostnader*.

C. Likevekt i forwardmarkedet

Med et endelig antall aktører i industrien vil differansen mellom likevektsforwardprisen og forventet spotpris kunne forklares ut fra differansen mellom de to risikokildene. Disse reflekterer produsenters og leverandørers netto etterspørsel etter å sikre profitten.

Likevektsprisen i forwardmarkedet er gitt ved

$$P_F = E(P_W) + \alpha \text{Var}(P_W) + \gamma \text{Skew}(P_W), \quad (4)$$

hvor $\text{Var}(P_W)$ og $\text{Skew}(P_W)$ er henholdsvis variansen og skewnessen i spotprisen. Forwardprisen, P_F , er da lik summen av forventet spotpris, $E(P_W)$, og en risikopremie, $\alpha \text{Var}(P_W) + \gamma \text{Skew}(P_W)$. Risikopremien representerer en kompensasjon for å påta seg risiko. Vi vil imidlertid i vår analyse fokusere på forwardpremien som da vil få motsatt fortegn i

forhold til risikopremien. Nedenfor antyder vi hvordan biasen i forwardprisene kan forklares ut fra egenskaper ved spotprisen.

Dersom vi har konvekse produksjonskostnader ($c > 2$) vil distribusjonen i prisene ha en positiv skewness. Den positive skewnessen øker sannsynligheten for høye marginale produksjonskostnader som, med fast leverandørpris, reduserer profitten til industrien. Industrien som helhet vil da foretrekke å sikre seg mot disse toppene i produksjonskostnadene ved å kjøpe elektrisitet til en fast forwardpris. Produsentenes kostnadsrisiko dominerer i dette tilfellet og forwardprisen presses opp.

Forwardpremien korrelerer altså positivt med skewnessen og vi får $\gamma > 0$.

Dersom distribusjonen i forwardprisene ikke er skewed ($c = 2$) vil forwardprisen ligge under forventet spot. Det er mulig å vise at dette gir en negativ verdi for α ⁸. Den negative biasen reflekterer i dette tilfellet leverandørenes netto etterspørsel etter hedging. Deres profitt er positivt eksponert fordi det selges mer elektrisitet når prisen er høy. Leverandørenes inntektsrisiko fører da til en netto etterspørsel etter å selge forward for å redusere risikoen. Prisen på forwardkontraktene presses da ned.

Forwardpremien korrelerer negativt med variansen i spotprisen, og vi får $\alpha < 0$.

Vi forventer da en negativ forwardpremie når leverandørenes inntektsrisiko dominerer, og en positiv premie når produsentenes kostnadsrisiko dominerer.

Med utgangspunkt i denne modellen er vårt formål å studere hvordan forwardprisen er relatert til forventet spotpris på Nord Pool. Først undersøker vi om det finnes en signifikant forwardpremie. Hvis dette er tilfelle ser vi på egenskapene med den og da spesielt fortegnet og om hvorvidt det kan forklares ut fra de økonomiske risikofaktorene som er beskrevet ovenfor.

I analysen lar vi F_t være forwardprisen observert på tidspunkt t for levering dag T , og S_T være spotprisen for tidspunkt T . Vi kan da definere forwardpremien som

⁸ Dette er vist i Bessembinder, H. & M. L. Lemmon (2002) Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets - Appendix

$$FP_t = E_t[F_t - S_T], \quad (5)$$

hvor $T > t$.

4 Forwardpremien i det fysiske markedet

I analysen undersøker vi om modellen til Bessembinder og Lemmon fungerer i praksis. Dette gjøres ved å replikere studiet til Longstaff og Wang hvor det undersøkes om det finnes en signifikant forwardpremie i DA markedet i PJM. Vi gjennomfører den samme undersøkelsen i det fysiske markedet på Nord Pool. Først tester vi dette mot den alternative hypotesen; ingen forwardpremie. Dersom vi finner en signifikant premie ser vi om fortegnet og størrelsen på den kan forklares ut fra systematisk risiko og de ulike markedsdeltakernes villighet til å bære den.

4.1 Aktører i det fysiske markedet

I dette markedet kan det kun inngås fysiske kontrakter. Med dette menes kontrakter med et reelt forbruk der man fysisk leverer eller kjøper strøm ved slutten av en kontrakt. Markedet er derfor begrenset til de som produserer eller konsumerer strøm. På den ene siden har vi da produsentene av kraft som selger den videre til leverandører. Leverandørene, på sin side, selger kraften videre til sluttbruker.

Som i PJM, kan man heller ikke på Nord Pool identifisere de forskjellige markedsaktørene som enten *kun* kjøpere eller selgere av elektrisitet. Markedskreftene avgjør hvilken side de befinner seg på. En kraftprodusent kan få problemer med å produsere sin avtalte mengde, og dermed bli tvunget inn i kraftmarkedet for å kjøpe elektrisitet. En leverandør kan ha overposisjonert seg i kjøpermarkedet og dermed bli nødt til å opptre som selger for å bli kvitt den avtalte mengden strøm de har bundet seg til å kjøpe.

4.2 Empirisk data i det fysiske markedet

Dataene i denne delen består av RK priser og DA priser på elektrisitet per time i perioden 3.1.2000 til 31.12 2005. For hver av dagene registrerer vi gjennomsnittlig RK pris per time for hver av døgnetts 24 timer. I tillegg innhenter vi de 24 likevektspriene som bestemmes klokken 12.00 for DA markedet, hvor levering skal skje de respektive timene påfølgende dag. RK prisene vi har brukt er et gjennomsnitt av områdene NO1 (Oslo) og NO2 (Tromsø). DA prisene er et gjennomsnitt på landsbasis. Dataene er hentet direkte fra Nord Pool.

Tabell 1 oppsummerer statistiske data om RK prisene. Gjennomsnittlig RK pris varierer fra 183 NOK/MWh kl.05.00 til 219 kl. 19.00. Vi legger merke til at maksimumsprisen i enkelte timer er nesten ti ganger så høy som gjennomsnittlig pris de aktuelle timene. Vi har også en positiv skewness for alle de 24 timene. Det vil si at sannsynligheten for høye ekstremverdier er større enn for lave.

AR_1 er gitt som førsteordens autokorrelasjon. Fra tabellen ser vi da at 89 % av prisen en gitt time kan forklares ut fra prisen den aktuelle timen et døgn tidligere. Denne autokorrelasjonen er lavest om morgenen. Videre ser vi at standardavviket er positivt korrelert med prisen.

Statistikk RK pris per time						
Tabell 1 oppsummerer statistikk for RK prisen på timebasis. Prisene er oppgitt i NOK/MWh. AR_1 viser hvor mye av dagens pris en gitt time, kan forklares ut fra gårsdagens pris den aktuelle timen. Utvalget består av daglige observasjoner for hver av de 24 timene i perioden 3.1.2000 til 31.12.2005.						
Time	Gj.sn.	SD	Min	Maks	Skewness	AR_1
1	196,21	94,10	20,00	880,00	1,90	0,95
2	189,19	94,92	15,00	880,00	1,83	0,93
3	185,08	95,16	15,00	860,00	1,77	0,92
4	183,35	95,66	8,00	860,00	1,79	0,92
5	182,97	96,63	0,00	860,00	1,78	0,92
6	186,61	97,16	0,00	860,00	1,80	0,92
7	195,66	98,23	0,00	886,00	1,79	0,90
8	215,41	116,94	5,00	1331,00	2,67	0,76
9	224,21	129,31	15,00	2400,00	4,47	0,61
10	217,85	107,18	17,50	1243,22	2,18	0,77
11	217,70	103,02	17,50	1098,98	1,96	0,85
12	216,03	97,60	17,50	890,00	1,65	0,89
13	213,83	96,60	20,00	890,00	1,65	0,91
14	210,41	95,35	17,50	880,00	1,62	0,91
15	208,55	95,19	17,50	861,00	1,59	0,92
16	209,41	98,00	17,50	890,00	1,70	0,92
17	211,92	101,69	17,50	975,00	1,82	0,92
18	215,69	108,57	17,50	1556,24	2,60	0,85
19	218,67	104,98	17,50	1098,63	2,00	0,89
20	215,81	100,69	17,50	950,00	1,83	0,90
21	211,73	96,50	17,50	940,00	1,69	0,93
22	208,79	94,42	17,50	880,00	1,74	0,94
23	207,65	96,53	22,50	880,00	1,82	0,95
24	202,08	92,61	22,50	865,00	1,82	0,95
Totalt	206,03	101,27	0,00	2400,00	2,15	0,89

Tabell 1: Statistikk RK pris per time

Tabell 2 oppsummerer statistikk om DA prisene. Av tabellen ser vi at egenskapene til DA prisene er ganske like egenskapene til RK prisene. Gjennomsnittlig pris og skewness er litt høyere, gjennomsnittlig standardavvik og maksimumspris litt lavere. Av begge tabellene ser

vi at prisene til en viss grad beveger seg periodisk over døgnet. Både RK- og DA prisene er høyest morgen og kveld, lavest om natten. Variasjonen over døgnet synes dog relativt liten og lik i de to markedene.

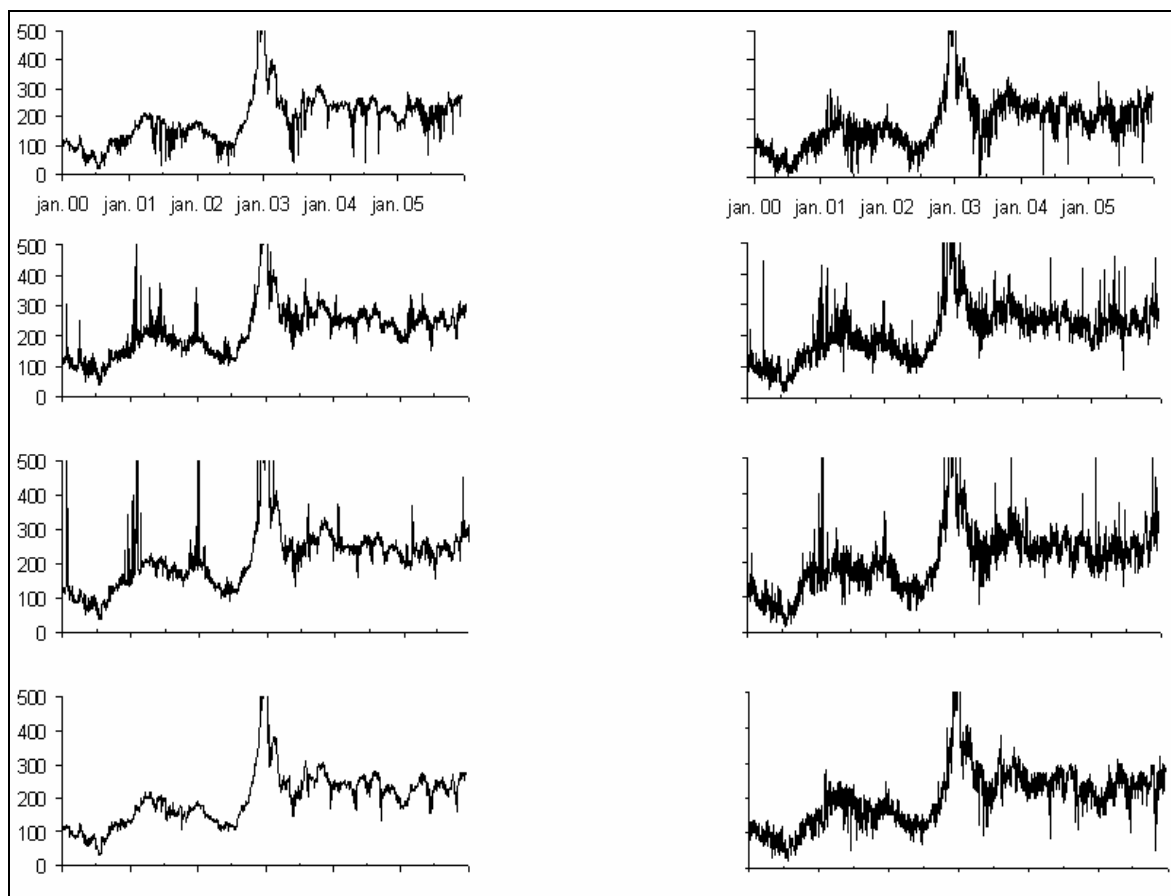
I appendiks B har vi lagt ved tabellene for RK og DA priser fra undersøkelsen til Longstaff og Wang. Her ser vi at variasjonene over døgnet er mye større enn hva som er tilfellet på Nord Pool. Grunnen til dette kan ligge på tilbudssiden i markedet. Ser vi bort i fra investeringskostnaden er kostnadene ved vannkraftproduksjon svært lave. De variable kostnadene til produsentene forventes først å øke dersom etterspørselen blir så høy at mindre effektive anlegg eller alternative kraftkilder må tas i bruk. Endring i etterspørsel i løpet av døgnet som ikke påvirker produksjonsteknologien vil derfor ikke føre til store utslag i prisene. I PJM vil mindre endringer i etterspørselen i større grad påvirke produksjonskostnadene. Dette er en mulig årsak til at de finner større variasjoner i prisene i løpet av døgnet i PJM.

Statistikk DA pris per time						
Tabell 2 viser statistikk for DA prisen på timebasis. Prisene er oppgitt i NOK/MWh. AR_t sier hvor mye av dagens pris en gitt time som kan forklares ut fra gårsdagens pris den aktuelle timen. Utvalget består av daglige observasjoner kl. 12.00 for DA pris for hver av de 24 timene neste dag i perioden 3.1.2000 til 31.12.2005.						
Time	Gj.sn.	SD	Min	Maks	Skewness	AR_t
1	199,29	90,33	29,22	829,68	2,04	0,99
2	193,53	90,19	25,34	810,91	1,92	0,99
3	189,24	90,09	21,47	800,49	1,86	0,98
4	186,97	90,85	19,78	800,34	1,85	0,98
5	187,82	92,36	19,01	810,99	1,92	0,98
6	194,47	92,77	19,82	843,93	1,97	0,97
7	202,66	92,13	21,32	849,22	1,87	0,96
8	215,16	98,60	24,37	1098,69	2,32	0,86
9	227,93	121,85	27,88	1951,76	5,19	0,65
10	226,28	104,98	33,54	1387,42	3,28	0,77
11	225,59	97,12	36,38	1098,98	2,30	0,87
12	222,92	92,64	36,75	937,27	2,06	0,94
13	218,70	90,13	36,08	835,84	1,95	0,97
14	216,00	89,69	35,18	827,41	1,95	0,97
15	213,90	89,82	35,71	834,26	1,99	0,97
16	213,25	91,70	35,31	847,31	2,06	0,97
17	215,40	97,10	35,08	1060,24	2,46	0,92
18	220,38	104,08	35,90	1556,24	3,14	0,85
19	220,00	98,91	37,43	1098,63	2,33	0,92
20	215,52	92,77	36,35	904,24	2,06	0,96
21	211,47	89,59	35,91	845,10	1,96	0,99
22	210,57	90,01	35,25	858,87	2,08	0,99
23	207,65	89,00	35,80	840,88	2,05	0,99
24	200,95	88,00	34,35	839,39	2,01	0,99
Totalt	209,80	95,45	19,01	1951,76	2,46	0,90

Tabell 2: Statistikk DA pris per time

Prisene beveger seg også periodisk over året. Gjennomsnittlig RK pris om vinteren er 252, mens skewnessen er på 2,23. De samme verdiene for sommermånedene er henholdsvis 179 og -0,15. Standardavviket er også dobbelt så høyt om vinteren. Statistikk for prisene sortert etter årstid er presentert i tabell A1 i appendiks A. Den høye kurtosisen vi finner i de kalde månedene reflekterer de relativt hyppige ekstremprisene i kraftmarkedet. Den positive skewnessen betyr som sagt at det er større sannsynlighet for høye ekstremverdier for prisen enn for lave. Den positive skewnessen kan også ses ut i fra ”toppene” i grafen for enkelte av timene i figur 3. Av praktiske hensyn har vi ikke vist priser høyere enn 500 NOK/MWh, men av tabell 1 og 2 ser vi at vi i løpet av vinteren 2002/2003 opplevde priser på over 2000 NOK/MWh. I figur 3 har vi plottet tidsserien av RK- og DA prisene for fire utvalgte timer. Grafene viser at prisene er høyest i de kalde månedene og lavest i de varme. Dette er naturlig

med tanke på oppvarmingsbehovet her til lands. Det høye tilsiget sommerhalvåret og kapasitetsbegrensningene i kraftverkens magasiner forsterker effekten.



Figur 3: Tidsserier av elektrisitetspriser i RK og DA markedet. Grafene til venstre plotter DA priser for en time i døgnet i perioden 3.1.2000 til 31.12.2005. Grafene til høyre plotter RK prisene for tilsvarende timer i samme periode. Vi har brukt timene 6, 12, 18 og 24 (fra øverst til nederst)

Figur 3 illustrerer også at RK prisene varierer mer enn DA prisene. Både høye og lave ekstrempriiser forekommer hyppigere. Dette kan skyldes at RK markedet er preget av en annen prissetting enn DA markedet. RK handles ikke på kraftbørsen og det er utelukkende systemansvarlige som kjøper i dette markedet. Det er også slik at den faktiske etterspørselen som oftest avviker fra forventet etterspørsel eller motsatt. Dermed må RK markedet opp- eller nedregulere i forhold til om det er mangel på kraft eller overskuddskapasitet av kraft. En annen grunn til at RK prisene varierer mer enn DA prisene kan være fordi flaskehalsen oppstår i RK markedet. Disse flaskehalsene kommer av manglende kapasitet på strømmettet og fører til en høyere områdepris i det området flaskehalsen oppstår.

4.3 Empirisk undersøkelse i det fysiske markedet

For å undersøke om det finnes en forwardpremie i det fysiske markedet tar vi utgangspunkt i likning (5) og finner et estimat på forventet forwardpremie for å se om den er signifikant forskjellig fra 0. Vi lar $F_{t,t+1}^i$ være forwardprisen som observeres dag t for levering time i dag $t + 1$. S_{t+1}^i er spotprisen i time i , dag $t + 1$. Gjennomsnittlig forwardpremie kan da uttrykkes som

$$E[FP_{i,t}] = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (F_{t,t+1}^i - S_{t+1}^i) \quad (6)$$

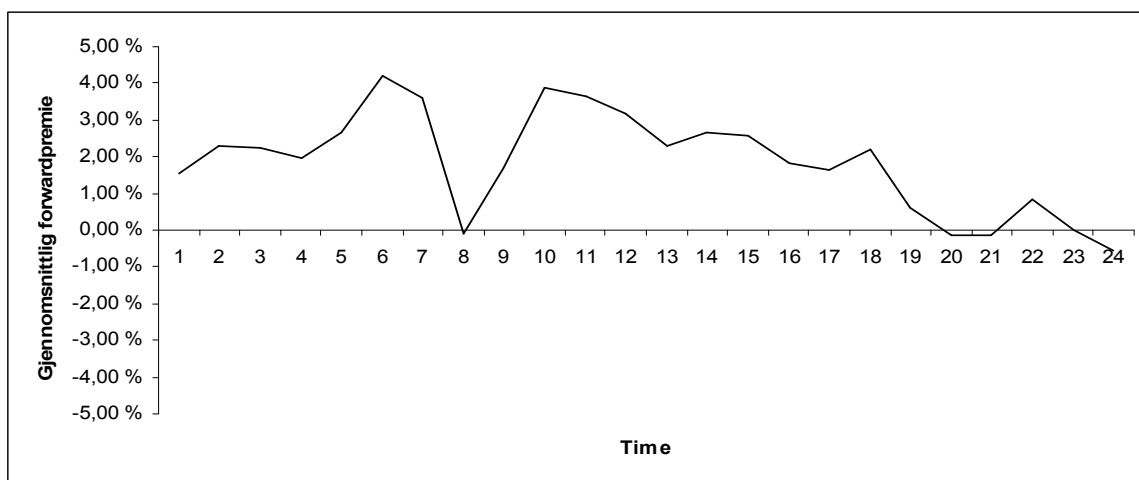
Tabell 3 viser gjennomsnittverdiene for forwardpremien og deres korresponderende t -verdier, samt annen statistikk. Vi har benyttet en t -test basert på null autokorrelasjon. Selv om AR_1 verdiene våre er høye har vi allikevel valgt denne forenklingen da det ikke vil være av avgjørende betydning for resultatet vårt.

Som vist i tabell 3 er den gjennomsnittlige forwardpremien 1,86 %. Dette resultatet er signifikant med en t -verdi på 22,45. Vi kan dermed forkaste hypotesen om null forwardpremie.

Statistikk forwardpremie i DA prisene							
Tabell 3 presenterer den gjennomsnittlige realiserte forwardpremien for de 24 timene i DA markedet, og annen statistikk. Testen som er brukt er t-test for ett utvalg. Testen er tosidig og a prior null. Forwardpremien er definert i likning 6. Prisene er oppgitt i NOK/MWh. Utvalget består av data i perioden 3.1.2000 til 31.12.2005.							
Time	Gj. sn.	Gj.sn. (%)	SD	Min	Max	Skewness	t- test
1	3,07	1,56 %	26,28	-136,50	172,37	1,00	5,45
2	4,34	2,29 %	28,99	-161,60	191,83	0,73	6,99
3	4,16	2,25 %	30,03	-198,30	181,51	0,40	6,46
4	3,62	1,97 %	31,20	-191,28	177,82	0,28	5,41
5	4,85	2,65 %	31,66	-203,98	169,53	0,33	7,15
6	7,86	4,21 %	31,78	-202,52	169,52	0,51	11,54
7	7,00	3,58 %	33,51	-570,62	177,21	-2,38	9,75
8	-0,25	-0,12 %	56,07	-1082,70	804,69	-5,58	-0,21
9	3,72	1,66 %	75,95	-1062,90	1791,76	9,08	2,29
10	8,43	3,87 %	55,53	-611,90	1254,39	9,28	7,08
11	7,89	3,62 %	39,72	-312,93	687,84	1,63	9,27
12	6,89	3,19 %	38,86	-320,39	762,27	2,89	8,27
13	4,87	2,28 %	34,79	-314,99	339,45	-0,33	6,53
14	5,59	2,66 %	32,82	-217,33	298,54	0,08	7,95
15	5,34	2,56 %	31,21	-215,92	246,38	0,17	7,98
16	3,84	1,83 %	32,22	-262,15	262,29	0,14	5,56
17	3,49	1,65 %	40,20	-339,06	813,16	5,54	4,05
18	4,69	2,17 %	45,12	-419,19	878,81	6,12	4,85
19	1,32	0,60 %	36,99	-334,92	472,09	0,97	1,67
20	-0,29	-0,13 %	35,21	-593,57	299,28	-2,99	-0,38
21	-0,26	-0,12 %	31,71	-385,73	216,41	-0,29	-0,38
22	1,78	0,85 %	28,00	-177,55	228,59	0,29	2,97
23	-0,01	0,00 %	26,30	-203,40	132,80	0,22	-0,02
24	-1,13	-0,56 %	26,84	-125,45	134,27	0,36	-1,96
Totalt	3,78	1,86 %	38,50	-1082,70	1791,76	4,14	22,45

Tabell 3: Forwardpremie i DA prisene

Vi finner også signifikante forwardpremier når vi ser på timene individuelt. Med et signifikansnivå på 0,05 finner vi signifikante forwardpremier for 19 av de 24 timene. I 18 av disse 19 timene er den positiv. Premien varierer fra 8,49 i time 10 til -1,13 i time 24. I forhold til gjennomsnittlig RK pris de samme timene representerer dette en prosentvis premie på henholdsvis 3,87 og -0,56. Generelt er de signifikante premiene høyest om morgenen og synker jevnt fram til midnatt før den igjen begynner å stige. Figur 4 viser prosentvis forwardpremie for hver av døgnet 24 timer.



Figur 4: Gjennomsnittlig forwardpremie i DA markedet. Grafen illustrerer den gjennomsnittlige forwardpremien i prosent av RK pris for hver av de 24 timene i døgnet.

I modellen til Bessembinder og Lemmon er et viktig poeng at risikoen for pristopper som følge av plutselig økning i etterspørselen kan ha en signifikant effekt på størrelsen og til og med fortegnet på forwardpremien. Undersøkelsen til Longstaff og Wang underbygger denne påstanden, og viser at forwardpremien er høyest når etterspørselen er størst og det er mest sannsynlig at full kapasitet nåes og pristopper inntreffer. Tabell B3 i appendiks B viser statistikk for forwardpremien i PJM. Resultatene viser negativ premie i 10 av døgnetts timer. Dette er timer med lav etterspørsel. De høyeste premiene finner de her i de tidlige morgentimer og om kvelden. I time 6 og 7 er den på henholdsvis 12,8 og 13,8 prosent, noe som er svært høyt med tanke på at kontrakten kun har en en-dags horisont.

I det fysiske markedet på Nord Pool finner vi liten korrelasjon mellom høy premie og høy etterspørsel. Sammenhengen synes tilfeldig og mange av de høyeste observasjonene finner vi i timer hvor vi forventer lav etterspørsel, for eksempel timene 10, 11 og 12.

Videre undersøker vi om forwardpremien varierer over året. Resultatene viser en negativ forwardpremie om høsten, mens vi både om våren og sommeren finner høyere premie enn om vinteren. Resultatet stemmer dårlig overens med implikasjonene til Bessembinder og Lemmon som antyder en høy premie når etterspørselen er høy. Oppsummerende statistikk over sesongvise forwardpremier er presentert i tabell A2 i appendiks A.

For å teste om forwardpremien i det fysiske markedet på Nord Pool kan forklares ut fra systematisk risiko og aktørenes villighet til å bære den, utfører vi en enkel regresjon. Med

utgangspunkt i likning (4) tester vi om premien korrelerer negativt med variansen og positivt med skewnessen til RK prisen. Resultatene fra regresjonen er vist i tabell 4.

Regresjon gjennomsnittlig forwardpremie i DA markedet								
Tabell 4 rapporterer resultatene fra regresjonen av gjennomsnittlig forwardpremie i DA markedet. De uavhengige variablene er henholdsvis skewness og varians (dividert på 100) i RK prisene. t_z , t_α og t_γ er t -verdiene for henholdsvis z , α og γ . N er antall observasjoner. Utvalget består av gjennomsnittet for hver av de 24 timene i perioden 3.1.2000 til 31.12.2005.								
Gj.sn. $FP_i = z + \alpha Var_i + \gamma Skew_i + \varepsilon_i$								
	z	α	γ	t_z	t_α	t_γ	R^2	N
Alle timer	2,32	0,05	-1,57	0,48	0,46	-0,52	1,30 %	24

Tabell 4: Regresjon gjennomsnittlig forwardpremie i DA markedet

Som antydnet over stemmer implikasjonene til Bessembinder og Lemmon dårlig med våre observasjoner. Både skewnessen og variansen varierer motsatt med forwardpremien i forhold til hva som antydes i modellen. Koeffisientene er heller ikke signifikante. En R^2 på 1,3 % betyr at kun 1,3 % av variansen i forwardpremien forklares av regresjonslikningen.

Konklusjonen i undersøkelsen blir da at vi finner en signifikant forwardpremie i DA markedet. Denne er stort sett positiv og synes å variere ganske tilfeldig over døgnet, uavhengig av etterspørselen.

Resultatene i regresjonen viser at forwardpremien i dette markedet ikke kan forklares ut fra risikofaktorene beskrevet i modellen til Bessembinder og Lemmon. Dette, kombinert med at forwardpremien virker uavhengig av etterspørselen, tyder på at aktørenes tilpasning i markedet ikke er et resultat av sikring mot systematisk risiko. Resultatene våre er derfor en indikasjon på at det fysiske markedet på Nord Pool ikke blir benyttet som et sikringsmarked. Aktører vi har snakket med i bransjen bekrefter dette.

Nord Pool har, i motsetning til PJM, et eget finansielt marked hvor markedsdeltakerne kan sikre seg mot risiko. Aktørene på Nord Pool er derfor ikke avhengige av å hedge i DA markedet for å redusere variabiliteten i profitten.

De korteste kontraktene i det finansielle markedet blir inngått en uke før levering. Behovet for sikring på kortere sikt enn dette synes ikke like prekært i Norge som i USA. Store prisøkninger som følge av endring i produksjonsteknologien vil som oftest kun forekomme når etterspørselen er på det høyeste. I PJM, derimot, benyttes en rekke ulike kraftkilder, og en

mindre økning i volum vil i større grad påvirke produksjonskostnadene. Dette kan forklare hvorfor prisene varierer mindre i løpet av døgnet i Norden, og hvorfor vi tilsynelatende ikke har et sikringsmarked med en-dags horisont. Fleksibiliteten på grunn av lagringsmulighetene ved vannkraftproduksjon gjør at produksjonen i store deler av året kan tilpasses plutselige endringer i etterspørselen uten at kostnadene, og dermed prisene, går nevneverdig opp.

RK markedet brukes først og fremst for å opprettholde stabil frekvens og balanse mellom produksjon og forbruk, og de midlertidige variasjonene er i mindre grad knyttet til de risikofaktorene som diskuteres her.

5 Forwardpremien i det finansielle markedet

I dette kapitlet undersøker vi om vi kan finne en signifikant forwardpremie i det finansielle markedet på Nord Pool. Vi fokuserer på de fire korteste kontraktene, det vil si kontrakter som inngås fra en til fire uker før levering. Først testes dette mot den alternative hypotesen; ingen forwardpremie. Dersom vi finner en signifikant premie, undersøker vi, med utgangspunkt i modellen fra kapittel 3, om fortegnet og størrelsen på den kan forklares ut fra systematisk risiko og de ulike markedsdeltakernes villighet til å bære den.

5.1 Aktører i det finansielle markedet

I tillegg til aktørene i det fysiske markedet er det finansielle markedet også åpent for spekulanter. Her er det ikke knyttet fysisk leveranse til kontraktene, og aktørene kan holde sin posisjon gjennom leveringsperioden. Dette kombinert med den høye volatiliteten bidrar til å tiltrekke spekulanter til markedet.

5.2 Data i det finansielle markedet

Som spotpris bruker vi gjennomsnittlig ukentlig systempris for hver uke i perioden uke 1 i 1996 til uke 52 i 2005. Terminprisene henter vi fra de 4 korteste terminkontraktene hver uke. De første observasjonene er de kontraktene som gikk til levering i uke 1, 1996. De siste gikk til levering uke 52, 2005. I hele denne perioden observerer vi 4 terminpriser per uke. Vi skiller mellom antall uker til levering, fra fire uker til levering for de lengste kontraktene, til en uke til levering for de korteste. Dataene er hentet direkte fra Nord Pool.

Tabell 5 viser statistikk for spotpris per fire uker. Vi ser at gjennomsnittlig pris er lavest i ukene 29-32 og høyest i ukene 49-52. Verdiene for disse ukene er henholdsvis 146,93 NOK/MWh og 221,36 NOK/MWh. Prisene ser ut til å variere systematisk over året, med lave priser i de varme månedene og høye i de kalde. Vi ser også at vi får den klart høyeste skewnessen i årets første og siste uker. Dette kan forklare hvorfor maksimumsprisen i disse periodene er dobbel så stor som i resten av året. I ukene 13-16 finner vi en maksimumspris på 268,01 NOK/MWh, mot 738,50 NOK/MWh i ukene 1-4. Undersøker vi statistiske data per årstid finner vi gjennomsnittlig pris og gjennomsnittlig skewness på henholdsvis 210,96 NOK/MWh og 2,62 om vinteren og 165,77 NOK/MWh og 0,09 om sommeren. Vi observerer

også den klart høyeste kurtosisen om vinteren. Tabell A3 i appendiks A presenterer fullstendig statistikk over systempriser per uke sortert etter årstid.

Statistikk ukentlige systempriser per 4 uker							
Tabell 5 oppsummerer statistikk for systemprisen per 4 uker. Prisene er oppgitt i NOK/MWh. AR_1 viser hvor mye gjennomsnittlig pris en periode kan forklares ut fra gjennomsnittlig pris den samme perioden året før. Utvalget består av ukentlige observasjoner i tidsrommet uke 1, 1996 til uke 52, 2005.							
Uker	Gj. sn.	SD	Skewness	Min	Max	Kurtosis	AR_1
1-4	218,47	127,67	3,10	117,73	738,54	10,07	0,70
5-8	198,32	70,75	0,87	99,55	383,54	0,32	0,77
9-12	187,98	76,32	0,60	89,46	371,37	-0,39	0,75
13-16	178,92	64,58	0,00	86,37	268,01	-1,82	0,82
17-20	168,75	69,56	0,08	71,31	272,24	-1,73	0,78
21-24	166,94	66,67	0,18	76,68	272,83	-1,56	0,75
25-28	159,59	70,57	0,04	49,15	268,14	-1,64	0,80
29-32	156,93	82,36	0,16	39,08	301,06	-1,50	0,81
33-36	184,34	79,44	-0,01	48,45	303,94	-1,35	0,84
37-40	184,99	77,68	0,50	67,57	358,83	-0,61	0,79
41-44	188,90	72,06	0,12	47,57	314,40	-1,41	0,81
45-48	198,85	68,98	0,60	112,30	361,61	-0,80	0,89
49-52	221,36	112,80	2,19	116,97	639,10	4,88	0,79
Totalt	185,72	84,20	1,59	39,08	738,54	0,19	0,79

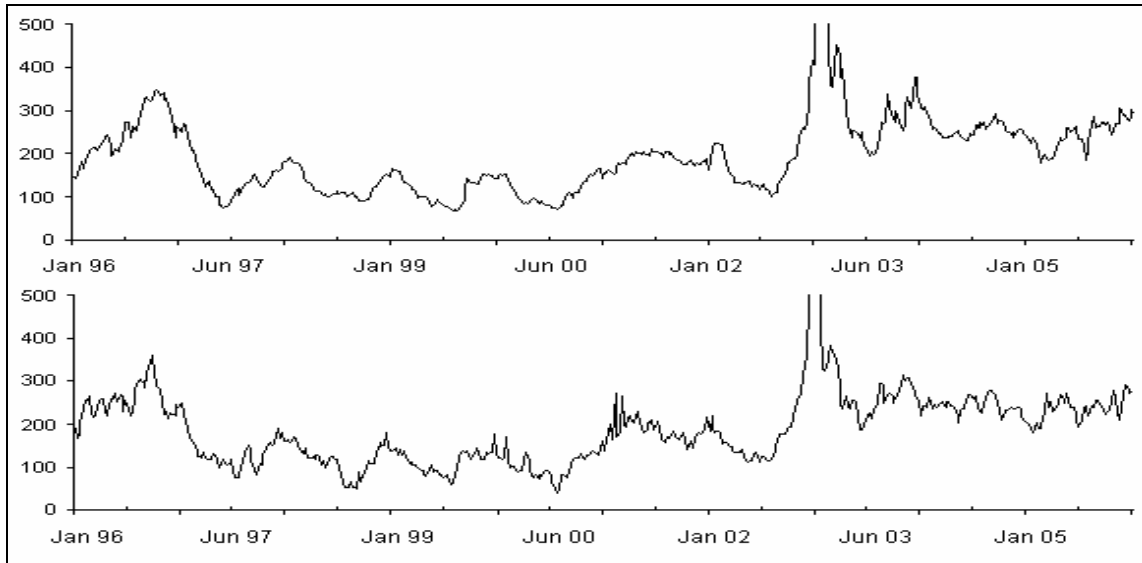
Tabell 5: Statistikk ukentlige systempriser per 4 uker

Tabellene 6, 7, 8 og 9 oppsummerer statistikk om terminprisene. Også her registrerer vi det samme sesongmessige mønsteret, med høye priser i kalde sesonger og lave i varme. De høyeste observasjonene finner vi for ukene 1-4 hvor gjennomsnittlig pris og skewness er henholdsvis 250,28 NOK/MWh og 2,57 for en 3 ukers kontrakt. Den høye skewnessen gjenspeiles i de høye maksimumsprisene i denne perioden. Pristopper synes ikke å forekomme like hyppig i varme sesonger. Både gjennomsnittlig pris, maksimumspris og skewness er betydelig lavere.

Statistikk terminkontrakter											
Tabell 6, 7, 8, 9 oppsummerer statistikk for terminkontrakter per 4 uker. Prisene er oppgitt i NOK/MWh. Utvalget består av ukentlige observasjoner i perioden uke 1, 1996 til uke 52, 2005.											
Uker	Gj.sn.	SD	Skew	Min	Maks	Uker	Gj.sn.	SD	Skew	Min	Maks
1-4	249,97	156,73	2,40	143,50	777,50	1-4	250,28	163,07	2,57	137,75	854,75
5-8	229,10	143,36	3,24	123,25	845,00	5-8	214,43	106,26	3,34	116,00	735,00
9-12	192,66	83,13	1,76	93,00	452,00	9-12	192,44	86,48	1,64	87,00	456,00
13-16	179,68	78,14	1,00	84,38	398,50	13-16	178,71	73,59	0,72	84,75	390,00
17-20	170,53	66,32	0,06	76,50	261,00	17-20	171,98	69,06	0,10	76,00	282,00
21-24	162,69	69,22	0,06	73,00	263,00	21-24	163,04	69,01	0,04	71,50	264,00
25-28	160,33	69,23	0,13	74,00	274,50	25-28	161,05	68,77	0,15	73,00	274,50
29-32	165,68	74,62	0,14	68,50	285,00	29-32	164,12	77,31	0,10	64,50	275,00
33-36	186,63	83,80	0,22	68,50	339,00	33-36	188,92	86,22	0,27	72,88	340,00
37-40	199,52	81,01	0,23	90,25	333,00	37-40	197,24	78,45	0,22	86,50	340,00
41-44	197,41	74,68	0,50	92,50	348,00	41-44	197,43	74,82	0,48	86,50	348,00
45-48	212,81	75,21	0,37	108,50	342,00	45-48	210,56	76,41	0,37	95,00	366,00
49-52	223,94	84,78	0,74	130,50	416,38	49-52	233,92	125,23	3,03	127,00	860,00
Totalt	194,69	95,32	2,25	68,50	845,00	Totalt	194,16	96,38	2,40	64,50	860,00
Tabell 6: Statistikk 4 ukers terminkontrakter						Tabell 7: Statistikk 3 ukers terminkontrakter					
Uker	Gj.sn.	SD	Skew	Min	Maks	Uker	Gj.sn.	SD	Skew	Min	Maks
1-4	247,01	168,06	2,64	137,13	860,00	1-4	233,01	56,03	2,97	127,25	870,00
5-8	204,46	72,91	1,60	105,75	445,00	5-8	200,71	72,29	1,45	105,50	429,00
9-12	192,23	86,73	1,42	88,25	450,00	9-12	190,40	82,05	0,97	85,00	414,00
13-16	177,86	68,48	0,27	85,00	338,00	13-16	178,37	67,18	0,11	92,00	290,06
17-20	172,32	68,22	0,08	77,00	287,00	17-20	170,60	66,74	0,03	78,75	268,50
21-24	163,43	69,53	0,04	73,75	263,50	21-24	164,41	69,09	0,10	78,00	275,00
25-28	162,16	67,99	0,15	67,00	270,50	25-28	162,38	68,72	0,11	65,00	270,00
29-32	161,98	79,20	0,08	57,00	273,50	29-32	158,04	79,87	0,10	46,25	290,25
33-36	190,43	86,42	0,24	77,75	343,00	33-36	190,14	85,73	0,19	65,00	345,00
37-40	193,78	79,20	0,26	80,62	346,50	37-40	188,76	78,64	0,37	74,00	346,00
41-44	197,67	75,17	0,43	93,00	346,00	41-44	194,12	75,37	0,27	66,50	325,00
45-48	207,14	75,43	0,44	84,00	360,00	45-48	203,37	72,03	0,57	118,00	367,88
49-52	236,97	140,74	2,94	123,00	880,00	49-52	237,53	145,19	2,85	125,00	860,00
Totalt	192,88	96,09	2,48	57,00	880,00	Totalt	190,14	93,88	2,46	46,25	870,00
Tabell 8: Statistikk 2 ukers terminkontrakter						Tabell 9: Statistikk 1 ukers terminkontrakter					

Vi ser også at det er liten forskjell mellom kontraktene. Selv om gjennomsnittlig pris øker med tid til levering, synes forskjellene marginale.

Sammenligner vi systemprisene og terminprisene ser vi at begge har det samme sesongmessige mønsteret. I figur 5 har vi plottet tidsserien for systemprisene og prisene for fire ukers terminkontrakter. Fra grafene ser vi at systemprisene (nederst) preges av større variabilitet og hyppigere pristopper. De høyeste prisene er utelatt av praktiske årsaker, men er oppført i tabellene 5 og 6.



Figur 5: Tidsserier av elektrisitetspriser i det finansielle markedet. Den øverste grafen viser gjennomsnittlig pris på 4 ukers kontrakter i terminmarkedet. Den nederste grafen viser gjennomsnittlig systempris.

5.3 Empirisk analyse

For å undersøke om det finnes en forwardpremie i ukeskontraktene i terminmarkedet, tar vi igjen utgangspunkt i uttrykket i likning (5) og finner et estimat på forventet forwardpremie per uke og tester om den er signifikant forskjellig fra null. Vi lar $F_{t,t+u}$ være forwardprisen observert i uke t for levering i uke $t + u$. \bar{S}_{t+u} er spotprisen i uke $t + u$ og u er antall uker til levering. Forwardpremien kan da defineres som:

$$E[FP_t] = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (F_{t,t+u} - \bar{S}_{t+u}) \quad (7)$$

hvor $u = 1, 2, 3$ eller 4

og

$$\bar{S}_{t+u} = \frac{1}{168} \sum_{j=1}^{168} S^j,$$

hvor S^i er systemprise per time i den påfølgende uken.

Tabell 10, 11, 12 og 13 viser statistikk for forwardpremien for henholdsvis 4, 3, 2 og 1 uker.

Statistikk forwardpremie i terminkontrakter

Tabell 10, 11, 12 og 13 oppsummerer de gjennomsnittlige forwardpremiene per 4 uker i terminmarkedet, og annen statistikk. Testen Som er brukt er *t*-test for ett utvalg. Testen er tosidig og a prior null. Forwardpremien er definert i likning 7. Prisene er oppgitt i NOK/MWh. Utvalget består av Nord Pool data i perioden uke 1, 1996 til uke 52, 2005.

Uker	Gj.sn.	Gj.sn. %	SD	Skew	Min	Maks	t-test	Uker	Gj.sn.	Gj.sn. %	SD	Skew	Min	Maks	t-test
1-4	28,25	12,93 %	67,41	3,68	-46,14	379,65	2,65	1-4	24,09	11,03 %	79,68	2,97	-143,54	392,15	1,91
5-8	30,78	15,52 %	108,66	3,14	-117,46	521,86	1,79	5-8	16,10	8,12 %	75,30	3,55	-106,46	411,86	1,35
9-12	4,68	2,49 %	43,27	0,86	-89,43	148,22	0,68	9-12	4,46	2,37 %	36,21	0,43	-83,35	98,22	0,78
13-16	0,75	0,42 %	41,03	2,50	-47,74	163,01	0,12	13-16	-0,22	-0,12 %	33,30	2,83	-49,74	143,21	-0,04
17-20	2,11	1,25 %	21,01	-0,77	-65,31	51,07	0,64	17-20	3,56	2,11 %	23,65	-0,85	-68,49	61,27	0,95
21-24	-4,08	-2,44 %	28,97	0,05	-75,83	62,20	-0,89	21-24	-0,79	-0,47 %	30,55	1,25	-56,33	110,97	-0,16
25-28	0,73	0,46 %	20,98	-0,16	-55,44	54,66	0,22	25-28	1,46	0,91 %	18,37	-0,43	-46,60	38,02	0,50
29-32	8,75	5,58 %	29,90	-0,32	-56,02	57,13	1,85	29-32	7,19	4,58 %	26,27	-0,03	-35,87	50,38	1,73
33-36	2,29	1,24 %	30,98	-0,12	-57,35	69,92	0,47	33-36	4,58	2,48 %	29,07	0,09	-53,48	82,19	1,00
37-40	14,53	7,85 %	26,46	0,20	-37,83	70,74	3,47	37-40	12,25	6,62 %	24,94	0,23	-49,83	64,10	3,11
41-44	8,50	4,50 %	36,98	0,28	-62,90	104,43	1,45	41-44	8,53	4,52 %	34,69	0,54	-49,83	100,93	1,56
45-48	13,96	7,02 %	42,71	0,42	-89,48	119,09	2,07	45-48	11,71	5,89 %	38,25	0,62	-67,78	98,44	1,94
49-52	1,13	0,51 %	65,58	-2,01	-274,60	111,29	0,11	49-52	10,86	4,91 %	73,46	1,55	-225,60	355,74	0,93
Totalt	8,64	4,41 %	50,35	3,26	-274,60	521,86	3,92	Totalt	7,98	4,07 %	45,68	3,31	-225,60	411,86	3,99
Tabell 10: Forwardpremie 4 uker								Tabell 11: Forwardpremie 3 uker							
Uker	Gj.sn.	Gj.sn. %	SD	Skew	Min	Maks	t-test	Uker	Gj.sn.	Gj.sn. %	SD	Skew	Min	Maks	t-test
1-4	23,89	10,94 %	80,79	3,41	-101,30	402,15	1,87	1-4	9,93	4,55 %	51,00	3,89	-64,30	283,58	1,23
5-8	6,14	3,10 %	33,30	0,23	-76,96	121,86	1,17	5-8	2,39	1,21 %	22,17	-2,11	-91,96	45,46	0,68
9-12	4,25	2,26 %	30,78	0,45	-81,43	100,20	0,87	9-12	2,42	1,29 %	18,00	0,61	-41,35	60,85	0,85
13-16	-1,06	-0,59 %	22,08	1,98	-42,49	91,21	-0,30	13-16	-0,56	-0,31 %	14,74	1,13	-30,24	53,77	-0,24
17-20	3,91	2,32 %	22,17	-0,39	-64,99	66,27	1,12	17-20	2,19	1,30 %	14,21	-0,97	-37,23	27,07	0,97
21-24	-3,66	-2,19 %	20,86	0,38	-50,83	50,46	-1,11	21-24	0,79	0,47 %	24,48	3,92	-30,65	131,72	0,20
25-28	2,57	1,61 %	17,84	0,43	-29,10	42,02	0,91	25-28	2,79	1,75 %	14,06	0,81	-21,60	41,38	1,26
29-32	5,05	3,22 %	21,54	-0,05	-31,61	44,15	1,48	29-32	1,11	0,71 %	13,97	-0,42	-38,02	25,88	0,50
33-36	6,09	3,30 %	25,58	0,83	-46,10	94,44	1,51	33-36	5,80	3,15 %	17,60	1,22	-30,70	66,32	2,08
37-40	8,80	4,76 %	20,09	0,33	-34,10	60,35	2,77	37-40	3,78	2,04 %	13,76	-0,05	-33,74	36,10	1,74
41-44	8,77	4,64 %	28,39	0,81	-44,19	95,93	1,95	41-44	5,22	2,76 %	18,12	0,95	-30,24	60,43	1,82
45-48	8,29	4,17 %	28,90	1,04	-50,33	98,59	1,81	45-48	4,52	2,27 %	16,40	0,99	-19,96	54,09	1,74
49-52	14,45	6,53 %	72,23	2,08	-211,60	360,65	1,27	49-52	15,00	6,78 %	47,42	3,04	-78,02	220,90	2,00
Totalt	6,73	3,39 %	38,61	4,05	-211,60	402,15	3,97	Totalt	4,26	2,15 %	25,46	4,55	-91,96	285,58	3,82

Tabell 12: Forwardpremie 2 uker

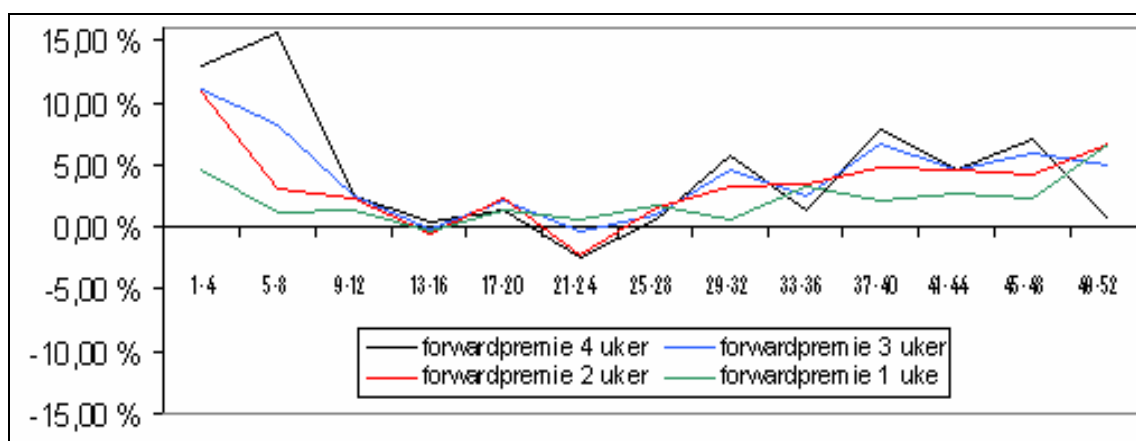
Tabell 13: Forwardpremie 1 uke

I nederste rad i tabellene ser vi at vi får positive signifikante forwardpremier for alle kontraktstypene. Vi forkaster dermed hypotesen om at forwardpremien i terminmarkedet er null. De lengste kontraktene har størst forwardpremie med et gjennomsnitt på 4,41 %. Gjennomsnittlig premie synker med lengden til levering, og reduksjonene øker når tid til forfall blir kortere. For 1 ukes terminkontrakter er premien 2,15 %.

Med et signifikansnivå på 0,05 får vi få signifikante resultater for de individuelle 4 ukers periodene. Bruker vi et signifikansnivå på 0,1, finner vi derimot signifikante forwardpremier

for enkelte perioder. For fire- og en ukes kontraktene gjelder dette i fem perioder, for tre- og to ukers kontraktene i fire. Verdt å merke seg er at alle disse har positivt fortegn. Grunnen til at vi får så få signifikante individuelle resultater kan være at vi har for få observasjoner.

I figur 6 har vi plottet gjennomsnittlig forwardpremie over året for de forskjellige kontraktene. Grafene viser tydelig at forwardpremien er størst i vinterhalvåret. Her er etterspørselen høyest i forhold til kapasiteten, og da er mulighetene for pristopper størst. De laveste verdiene får vi etter vårflommen når magasinene er fulle og etterspørselen lav. Gjennomsnittlig premie stiger deretter jevnt før den igjen når toppen i vintermånedene. Den høyeste gjennomsnittlige verdien per årstid finner vi i vintermånedene for 4 ukers kontraktene. Gjennomsnittlig forwardpremie er her 9,86 %. En fullstendig oversikt er presentert i tabell A4 i appendiks A.



Figur 6: Gjennomsnittlig forwardpremie i terminmarkedet. Grafene viser forwardpremien i prosent av spot for gjennomsnittet per fire uker for perioden 1995 til 2005.

For å teste om forwardpremien kan forklares ut fra modellen til Bessembinder og Lemmon, utfører vi den samme regresjonen som er gjort i kapittel 4. Vi utfører regresjonen med utgangspunkt i gjennomsnittlig forwardpremie og spotpris per uke.

Regresjon gjennomsnittlig forwardpremie i terminmarkedet per uke

Tabell 14 rapporterer resultatene fra regresjonen av gjennomsnittlig forwardpremie per uke. De uavhengige variablene er hhv. skewness og varians (dividert på 100) i systemprisene. t_z , t_α og t_γ er t -verdien for henholdsvis z , α og γ . N er antall observasjoner. I hver regresjon har vi brukt gjennomsnittet av alle de 52 ukene i perioden uke 1, 1996 til uke 52, 2005. Tabellen er delt inn i forwardpremien for terminkontrakter på 4 uker, 3 uker, 2 uker og 1 uke.

$$\text{Gj.sn. } FP_i = z + \alpha \text{Var}_i + \gamma \text{Skew}_i + \varepsilon_i$$

Terminkontakter	z	α	γ	t_z	t_α	t_γ	R^2	N
4 ukers kontrakt	18,19	-0,26	12,97	4,67	-3,61	3,95	25,80 %	52
3 ukers kontrakt	14,87	-0,26	16,12	4,19	-3,90	5,39	37,00 %	52
2 ukers kontrakt	10,55	-0,21	15,05	3,03	-3,32	5,13	35,00 %	52
1 ukers kontrakt	2,20	-0,04	7,69	0,81	-0,82	3,36	24,00 %	52

Tabell 14: Regresjon gjennomsnittlig forwardpremie i terminmarkedet per uke

Tabell 14 viser at vi nå får signifikante resultater for de tre kontraktene med lengst tid til levering. Regresjonslikningen forklarer størst andel av variansen for 3 ukers kontraktene med en R^2 på 37 %. Variansen i spotprisen er her negativt relatert til forwardpremien med en t -verdi på -3,9, mens skewnessen i spotprisen er positivt relatert til forwardpremien med en t -verdi på 5,39. Modellen synes derfor å bidra til å forklare egenskapene til forwardpremien i det finansielle markedet.

I forhold til i PJM finner vi i større grad positive forwardpremier. I gjennomsnitt begrenser de negative forwardpremiene på Nord Pool seg til noen få uker etter vårflommen. Vi finner heller ikke like høye premier som Longstaff og Wang. Lave premier er konsistent med antagelsen til Saravia [2003] om at premien reduseres med spekulanter i markedet. Den høye premie i PJM kan tyde på at DA markedet ikke er et fullverdig sikringsmarked.

Kraftproduksjonen i PJM er i stor grad basert på termisk kraft, mens store deler av den totale kraftproduksjonen i Norden kommer fra vannkraft. Det unike med vannkraft er lagringsmulighetene i vannmagasinene. Dette gir produsentene i Norden økt fleksibilitet i forhold til produsentene i PJM. Den positive skewnessen i prisene gjør at produsentene på grunn av den økte fleksibiliteten kan dra nytte av pristopper. Leverandørene på sin side er i motsatt situasjon, og vil posisjonere seg i forwardmarkedet for å sikre seg mot pristopper. Dette er en mulig forklaring på at vi, i større grad enn i PJM, får et overskudd av long-hedging på Nord Pool, og dermed også en positiv forwardpremie.

Forwardpremiene på Nord Pool er som sagt ikke like ekstreme som i PJM. I store deler av året er skewnessen i prisene lav. I disse periodene er etterspørselen så lav at produsentenes kostnadsrisiko spiller en mindre rolle. I følge modellen til Bessembinder og Lemmon vil da

leverandørenes inntektsrisiko dominere, og som følge av deres positive eksponering (de selger mer elektrisitet når prisen er høy) vil de selge forward for å redusere risikoen. Prisen på forward presses da ned. Dette er en mulig forklaring på at de store premiene uteblir. Denne effekten ser imidlertid ikke ut til å være sterk nok til å gjøre forwardpremien negativ i lengre perioder. Dette kan komme av produsentenes økte fleksibilitet på kort sikt.

Vi ser også at prisene på Nord Pool er mindre volatile enn i PJM. Dette kan skyldes de nesten ikke eksisterende produksjonskostnadene ved vannkraftproduksjon. Markedet blir dermed mer forutsigbart, og premien for å ikke være ”sikret” blir mindre.

Kombinasjonen av disse effektene kan være årsaken til at vi får en positiv forwardpremie i store deler av året. Om vinteren, når skewnessen er høy, er den første effekten størst, og forwardpremien er da på sitt høyeste. Etter vårfloppen er produsentene redde for overløp i magasinene og den andre effekten kan dominere, slik at vi i små perioder kan få negativ risikopremie, jfr. ukene 21-24. I største delen av året ser det derimot ut som at den første effekten dominerer, slik at vi får et lite overskudd av long-hedging etterspørsel. Den siste effekten bidrar også til å redusere forwardpremien i periodene med lav eller normal etterspørsel.

Vi vil til slutt presisere at vi kun har undersøkt de kortsiktige forwardpremiene, og at resultatene ikke nødvendigvis vil bli like på lang sikt.

Det kunne videre ha vært interessant og undersøkt hvordan inntredenen av spekulanter påvirket forwardpremien. I følge modellen ville vi da fått en lavere premie i det finansielle markedet enn i det fysiske som en følge av nye aktørers inntreden vill øke markedseffesien. En slik undersøkelse blir imidlertid ikke foretatt da aktørenes handlinger i DA markedet ikke synes å være motivert av behovet for sikring.

5.4 Spekulering i de korte kontraktene

Helt til slutt undersøker vi avkastningen en oppnår med å holde en forwardkontrakt en ekstra uke. Den positive forwardpremien indikerer en negativ avkastning i snitt. Resultatene er vist i tabell 15. Vi får en positiv avkastning ved å holde en forwardkontrakt fra uke 4 til 3, mens i de resterende ukene er avkastningen negativ. Avkastningen blir lavere ettersom vi nærmer oss levering. Det eneste signifikante resultatet er en negativ avkastning på 1,29 % ved å holde

kontrakten den siste uken. Det kan derfor finnes muligheter til å ta ut enkle gevinster i dette markedet.

I figur 1 i kapittel 2 ser man hvordan futureskontrakter handles. De tre første periodene i tabell 15 er tradingperioden, mens uke 1→0 er leveringsperioden. I den siste perioden vil aktørene være bundet og ikke ha mulighet til å nulle ut posisjonen, noe som gjør det mindre attraktivt for spekulanter. I følge Saravia [2003] vil tilstedeværelsen av spekulanter i et marked føre til at forwardpremien reduseres. Dette er en mulig forklaring på at resultatet er sterkest i den siste perioden.

For å ta ut gevinst kan en strategi være å gå short den siste perioden. For å ligge på nedsiden kan aktørene i tillegg ta en long posisjon i den første perioden og ta ut gevinst for begge posisjonene. Resultatet for den første perioden er ikke signifikant, men muligheten for avkastning vil være tilstede. Her er det imidlertid også en risiko for å tape store penger. Dette er indikert av min- og maksimumsverdiene i tabellen.

Statistikk prosentvis avkastning pr uke				
Tabell 15 oppsummerer statistikk for avkastningen ved å holde terminkontrakter fra uke 4 til uke 3, uke 3 til uke 2, uke 2 til uke 1 og uke 1 til uke 0. Endringen er gitt i prosent. Testen som er brukt er <i>t</i> -test for ett utvalg. Testen er tosidig og a priori null. Utvalget består av 4 til 1 ukers terminkontrakter i perioden uke 1, 1996 til uke 52, 2005.				
Uker	4→3	3→2	2→1	1→0
Gj. sn.	0,10 %	-0,30 %	-0,56 %	-1,29 %
SD	11,71 %	9,96 %	13,70 %	10,97 %
Min	-38,78 %	-64,34 %	-44,47 %	-55,95 %
Maks	182,27 %	103,70 %	207,38 %	50,39 %
Skewness	8,62	1,98	7,42	0,25
t-test	0,20	-0,69	-0,94	-2,71

Tabell 15: Prosentvis avkastning per uke

Vi undersøker også om det finnes et sesongmønster i avkastningen. I tabell A5 i appendiks A ser vi at vi får flere positive verdier for avkastningen i varme sesonger, mens vi kun finner negative avkastninger i kalde sesonger. Svært få av disse funnene er imidlertid signifikante.

Avslutningsvis vil vi også her presisere at resultatene våre gjelder på kort sikt. En negativ forwardpremie på lengre sikt vil kunne gjøre en *long* posisjon lønnsom i leveringsuken.

6 Konklusjon

I denne oppgaven har vi foretatt empiriske undersøkelser av forwardpremien i det nordiske elektrisitetsmarkedet. Vi har ved hjelp av en likevektstilnærming sett på hvordan aktørenes etterspørsel etter hedging påvirker forwardpremien.

I den første delen av analysen replikerer vi en studie gjort av Longstaff og Wang i PJM markedet. Vi sammenligner RK priser per time med de respektive DA prisene per time og finner en signifikant gjennomsnittlig positiv forwardpremie i det fysiske markedet. For enkelte individuelle timer finner vi negativ forwardpremie, men både fortegnet og størrelsen synes å variere uavhengig av de risikofaktorer vi tester i mot. Vi tester spesielt om forwardpremien er negativt korrelert til variansen i spotprisen og positivt korrelert til skewnessen i spotprisen. Resultatene tyder på at DA markedet ikke blir brukt som sikringsmarked. Dette kan blant annet skyldes at det finnes et eget sikringsmarked på Nord Pool. Relativt stabile priser over døgnet som følge av vannkraftproduksjon gjør også at behovet for sikring på kort sikt reduseres.

I den andre delen av analysen foretas den samme analysen i det finansielle markedet. Her tar vi utgangspunkt i de fire korteste kontraktene og sammenligner forwardprisene med systemprisene. Også her finner vi en signifikant gjennomsnittlig positiv forwardpremie. Premien varierer systematisk over året, med høyest premie i de kalde månedene og lavest i de varme. Resultatene viser også negative premier i enkelte uker i sommerhalvåret. Vi finner at forwardpremien korrelerer negativt med variansen i spotprisen og positivt med skewnessen i spotprisen. Disse funnene er i tråd med en modell presentert av Bessembinder og Lemmon som viser hvordan fortegnet på forwardpremien avhenger av systematisk risiko og aktørenes villighet til å bære den. Den positive forwardpremien i Norden kan først og fremst tilskrives produsentenes økte fleksibilitet ved vannkraftproduksjon. Høy skewness forsterker effekten og vi får derfor de høyeste forwardpremiene i vintermånedene når sjansen for pristopper er størst.

Vi undersøker til slutt avkastningen på de korte kontraktene i terminmarkedet, og finner en signifikant avkastning på -1,29 % i leveringsperioden. Denne er betydelig høyere enn avkastning i tradingperioden. En mulig forklaring er fraværet av spekulanter i leveringsperioden.

7 Referanser

Benth, F. E. & S. Koekebakker (2005) Stochastic modeling of financial electricity contracts. **Working paper**.

Bernseter, K. (2003) **Risikopremien i kraftmarkedet**. Hovedoppgave, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet.

Bessembinder, H. & M. L. Lemmon (2002) Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets. **The Journal of Finance**, Vol. 57, nr 3.

Hicks, J. R (1939) **Value and Capital**. Cambridge, Oxford University Press.

Keynes, J. M. (1930) **Trestise on Money**. London, Macmillan.

Longstaff, F. A & A. W. Wang (2004) Electricity forward prices: A high frequency empirical analysis. **The Journal of Finance**, Vol. 59, nr. 4.

Lucia, J. J. & E. S. Scwhartz (2002) Electricity prices and power derivatives: Evidence from the Nordic power exchange. **Review of derivatives research**, nr 5, s. 5-50.

Nord Pool (2006) Financial Market Product Report [Internett] **Nordpool.no**. 30 mars 2006. Tilgjengelig fra: <http://www.nordpool.no/information/reports/Report%20Financial%20Market.pdf> [lest 05.04.06]

Olje- og energidepartementet (2005) Faktaheftet 2005 om energi- og vassdragsvirksomheten [Internett] **Odin.no**. 01 mai 2005. Tilgjengelig fra: http://www.odin.dep.no/oed/norsk/dok/andre_dok/brosjyrer/026021-120009/dok-bn.html [lest 02.03.06]

PJM Interconnection (2006) Operations analysis [Internett] **Pjm.com**. 06 mai 2006. Tilgjengelig fra: <http://www.pjm.com/services/system-performance/downloads/capacity-by-fuel-type-2006.pdf> [lest 28.05.06]

Routledge, B. R., D. J. Seppi & C. S. Spatt (2000) Equilibrium forward curves for commodities. **The Journal of Finance**, Vol. 55, nr. 2, s. 1297- 1338.

Saravia, C. (2003) Speculative trading and market performance: The effect of arbitrageurs on efficiency and market power in the New York electricity market. **University of California Energy Institute**, paper CSEMWP 121.

Statistisk sentralbyrå (2005) Minifakta om Norge 2005: Klima [Internett] **Ssb.no**. 22 juli 2005. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/emner/00/minifakta/no/07.html> [lest 30.05.06]

Nettsider:

Nord Pool: www.nordpool.no

Olje- og energidepartementet: www.odin.no

PJM: www.pjm.com

Statistisk sentralbyrå: www.ssb.no

Statnett: www.statnett.no

8 Appendiks

Appendiks A - Tabeller

Statistikk RK og DA - etter årstid								
Tabell A1 presenterer statistikk for RK og DA prisene fordelt etter årstid. Prisene er gjennomsnittet av alle timeprisene i perioden 3.1.2000 til 31.12.2005. Kurtosisen som er oppgitt er ikke overskytende kurtosis.								
Marked:	Day Ahead				Regulerkraft			
Årstid	Gj.sn.	SD	Skewness	Kurtosis	Gj.sn.	SD	Skewness	Kurtosis
Vinter	256,23	149,79	2,28	8,59	252,07	151,40	2,23	9,13
Vår	196,71	73,13	0,39	5,38	190,44	81,63	0,44	3,78
Sommer	184,28	72,96	-0,29	-0,92	178,74	79,87	-0,15	-0,75
Høst	215,01	64,16	0,00	-0,49	216,08	75,70	0,80	6,45

Tabell A1: Statistikk RK og DA - etter årstid

Statistikk forwardpremie i DA prisene per sesong						
Tabell A2 oppsummerer gjennomsnittlig forwardpremie per sesong. Utvalget er fra perioden 3.1.2000 til 31.12.2005. Årstidene er inndelt som følger: vinter uke 48 - 9, vår uke 10 - 22, sommer uke 23 - 35 og høst uke 36 - 47.						
Årstid	Gj.sn.	Gj.sn. %	SD	Min	Maks	Skewness
Vinter	4,16	1,65 %	54,95	-1082,7	1791,76	7,77
Vår	6,27	3,29 %	33,64	-400,86	312,52	-0,16
Sommer	5,54	3,10 %	29,10	-252,43	167,98	-0,02
Høst	-1,07	-0,50 %	34,32	-778,65	191,83	-4,63

Tabell A2: Statistikk forwardpremie i DA prisene per sesong

Systempris per uke sortert etter årstid							
Tabell A3 oppsummerer ukentlig systempriser per årstid. Utvalget er fra tidsrommet uke 1, 1996 til uke 52, 2005. Kurtosis som er oppgitt er ikke overskytende kurtosis.							
Årstid	Gj. Sn.	SD	Skewness	Min	Median	Max	Kurtosis
Vinter	210,96	103,25	2,62	92,64	183,35	738,54	8,96
Vår	174,96	68,73	0,21	71,31	163,50	363,93	-1,22
Sommer	165,77	77,18	0,09	39,08	161,62	303,94	-1,38
Høst	189,23	72,59	0,33	47,57	175,55	358,83	-1,00

Tabell A3: Systempriser per uke sortert etter årstid

Statistikk sesongvis forwardpremie i terminmarkedet				
Tabell A3 oppsummerer den gjennomsnittlige forwardpremien og tilhørende statistikk inndelt i sesonger. Utvalget er basert på perioden uke 1 1996 til uke 52 2005 og årstidene er inndelt som følger: vinter uke 48- 9, vår uke 10- 22, sommer uke 23- 35 og høst uke 36- 47.				
Uker til levering				
Vinter	4	3	2	1
Gj.sn.	17,22	14,95	13,45	8,04
Gj.sn. %	9,86 %	7,96 %	7,44 %	3,22 %
SD	78,89	71,74	62,04	39,80
Min	-274,60	-225,60	-211,60	-91,96
Maks	521,86	411,86	402,15	283,58
Skewness	2,65	2,71	3,16	3,79
t- test	2,49	2,38	2,47	2,30
Uker til levering				
Vår	4	3	2	1
Gj.sn.	2,14	2,26	1,92	0,84
Gj.sn. %	2,00 %	1,77 %	1,43 %	0,55 %
SD	34,44	30,02	23,33	14,89
Min	-75,83	-68,49	-64,99	-37,23
Maks	163,01	143,21	122,00	60,85
Skewness	1,91	1,55	1,03	0,68
t- test	0,71	0,86	0,94	0,64
Uker til levering				
Sommer	4	3	2	1
Gj.sn.	1,90	3,18	2,43	3,02
Gj.sn. %	6,41 %	6,49 %	4,38 %	3,68 %
SD	28,04	26,74	21,89	18,86
Min	-62,70	-53,48	-46,10	-38,02
Maks	62,20	110,97	94,44	131,72
Skewness	-0,06	0,56	0,65	2,80
t- test	0,77	1,36	1,27	1,83
Uker til levering				
Høst	4	3	2	1
Gj.sn.	12,60	11,11	8,66	4,89
Gj.sn. %	8,96 %	7,95 %	6,08 %	3,16 %
SD	35,43	32,36	25,92	16,50
Min	-81,53	-67,78	-50,33	-33,74
Maks	119,09	100,93	98,59	60,43
Skewness	0,44	0,51	0,85	0,74
t- test	3,90	3,76	3,66	3,25

Tabell A4: Statistikk sesongvis forwardpremie i terminmarkedet

Statistikk prosentvis avkastning per sesong

Tabell A5 oppsummerer statistikk for avkastningen ved å holde terminkontrakter fra uke 4 - 3, uke 3 - 2, uke 2 - 1 og uke 1 - 0 per sesong. Endringen er gitt i prosent. T- testen som er brukt er t- test for 1 utvalg. Testen er Tosidig og a prior null.. Utvalget består av 4 til 1 ukers terminkontrakter i perioden uke 43 1995 til uke 52 2005. 31.12.2005. Årstidene er inndelt som følger: vinter uke 48 - 9, vår uke 10 - 22, sommer uke 23 - 35 og høst uke 36 - 47.

Vinter	4 → 3	3 → 2	2 → 1	1 → 0
Gj.sn.	-0,55 %	-0,10 %	-1,53 %	-1,83 %
SD	12,30 %	13,10 %	13,35 %	11,82 %
Min	-38,78 %	-39,46 %	-44,22 %	-39,39 %
Maks	111,56 %	103,70 %	101,17 %	50,39 %
Skew	4,84	3,68	3,09	1,47
t- test	-0,53	-0,09	-1,36	-1,83

Sommer	4 → 3	3 → 2	2 → 1	1 → 0
Gj. Sn.	1,26 %	-0,37 %	1,12 %	-1,69 %
SD	17,33 %	10,28 %	20,47 %	12,34 %
Min	-19,01 %	-64,34 %	-19,75 %	-55,65 %
Maks	182,27 %	33,88 %	207,38 %	34,11 %
Skew.	8,85	-1,41	8,01	-0,68
t- test	0,83	-0,41	0,62	-1,56

Vår	4 → 3	3 → 2	2 → 1	1 → 0
Gj.sn.	0,17 %	0,17 %	-0,16 %	0,13 %
SD	6,04 %	6,27 %	7,40 %	8,71 %
Min	-20,98 %	-21,61 %	-21,60 %	-18,74 %
Maks	18,49 %	17,84 %	34,92 %	39,30 %
Skew.	-0,33	-0,4	0,71	0,94
t- test	0,32	0,31	-0,25	0,17

Høst	4 → 3	3 → 2	2 → 1	1 → 0
Gj.sn.	-0,41 %	-0,95 %	-1,59 %	-1,72 %
SD	7,29 %	8,31 %	9,67 %	10,41 %
Min	-28,57 %	-34,12 %	-44,47 %	-55,95 %
Maks	30,65 %	36,84 %	49,40 %	45,47 %
Skew.	0,67	0,64	0,62	-0,42
t-test	-0,62	-1,25	-1,8	-1,81

Tabell A5: Statistikk prosentvis avkastning per sesong

Appendiks B – Tabeller Longstaff og Wang⁹

Statistikk RK per time - PJM						
Tabell B1 oppsummerer statistikk for RK prisen på timebasis. Prisene er oppgitt i NOK/MWh. AR1 viser hvor mye av dagens pris en gitt time, kan forklares ut fra gårsdagens pris den aktuelle timen. Utvalget består av daglige observasjoner for hver av de 24 timene i perioden 1.11.2000 til 30.11.2002.						
Time	Gj.sn.	SD	Min	Median	Maks	AR1
1	18,70	8,59	0,00	16,38	69,42	0,55
2	17,49	8,67	0,00	15,46	71,28	0,56
3	15,92	8,03	-1,47	14,84	69,67	0,53
4	15,23	7,70	-2,42	14,42	70,41	0,53
5	16,03	7,63	-4,74	15,03	79,46	0,46
6	19,25	9,52	0,00	16,99	94,39	0,42
7	26,97	17,36	0,00	21,17	117,87	0,43
8	31,29	21,56	0,00	23,55	157,48	0,34
9	31,09	17,57	-1,92	25,31	151,90	0,26
10	35,24	18,94	-2,05	30,35	164,39	0,29
11	40,45	22,95	10,52	35,27	249,68	0,40
12	41,49	43,00	7,08	33,13	846,50	0,49
13	42,69	57,21	2,63	31,62	1005,53	0,51
14	47,22	69,92	7,94	33,10	1020,28	0,59
15	45,04	73,14	5,19	29,52	1019,97	0,59
16	43,81	76,43	7,80	27,25	1019,72	0,38
17	46,90	68,09	11,83	34,13	1019,74	0,48
18	48,99	57,95	6,13	38,95	1019,75	0,57
19	42,22	44,97	12,82	34,14	801,55	0,30
20	39,36	29,96	10,01	33,08	645,32	0,34
21	42,49	40,92	13,18	34,52	994,98	0,41
22	35,20	21,82	12,66	29,05	352,38	0,43
23	25,58	12,61	8,11	20,82	116,32	0,48
24	21,12	10,31	1,87	17,93	157,24	0,51
Totalt	32,91	40,83	-4,74	23,04	1020,28	0,45

Tabell B1: oppsummerer statistikk for RK prisen på timebasis.

⁹ Tabellene i appendiks B er hentet fra Longstaff og Wang [2004].

Statistikk DA pris per time - PJM						
Tabell B2 viser statistikk for DA prisen på timebasis. Prisene er oppgitt i NOK/MWh. AR1 sier hvor mye av dagens pris en gitt time som kan forklares ut fra gårsdagens pris den aktuelle timen. Utvalget består av daglige observasjoner kl. 12.00 for DA pris for hver av de 24 timene neste dag i perioden 1.06.2000 til 30.11.2002.						
Time	Gj.sn.	SD	Min	Median	Maks	AR1
1	19,32	6,96	5,00	17,29	50,01	0,76
2	16,85	5,91	0,00	15,48	45,20	0,79
3	15,57	5,76	0,00	14,69	43,98	0,79
4	15,17	5,94	0,00	14,34	43,22	0,83
5	15,78	6,33	0,00	14,94	46,39	0,80
6	19,02	7,99	0,10	17,39	50,01	0,73
7	27,70	16,10	1,00	22,50	150,00	0,68
8	32,03	17,25	1,15	27,37	140,01	0,68
9	33,53	15,06	11,01	30,00	130,01	0,66
10	36,46	15,19	13,45	33,46	125,00	0,63
11	39,49	18,04	14,95	35,71	198,10	0,65
12	40,59	24,49	14,47	36,00	390,93	0,71
13	40,77	31,42	14,68	35,31	545,46	0,70
14	42,91	39,16	13,75	35,21	646,81	0,73
15	43,76	48,57	13,30	34,00	818,54	0,75
16	44,53	50,66	13,87	33,28	859,05	0,75
17	47,35	49,81	15,03	36,19	779,38	0,78
18	51,82	42,25	15,02	44,04	599,22	0,65
19	47,63	30,25	14,91	40,94	450,01	0,75
20	44,80	26,16	15,06	39,86	416,27	0,73
21	43,24	26,76	15,10	38,56	498,01	0,46
22	35,94	16,98	15,00	32,07	185,90	0,69
23	27,69	11,90	12,68	23,99	112,86	0,67
24	22,01	8,92	0,00	18,82	74,96	0,75
Totalt	33,50	28,86	0,00	27,39	859,05	0,71

Tabell B2: Statistikk DA pris per time - PJM

Statistikk forwardpremie i DA prisene - PJM			
Tabell B3 presenterer den gjennomsnittlige realiserte forwardpremien for de 24 timene i DA markedet sammen med t -statistikken, der den realiserte forwardpremien er definert som $F_{i,t} - S_{i,t+1}$. t -statistikken er basert på autokorrelasjon og varianser basert på heteroskedastisitet.			
Time	Gj.sn.	t -statistikk	Median
1	0,62	2,97	0,69
2	-0,64	-2,95	-0,13
3	-0,36	-2,06	-0,21
4	-0,06	-0,31	-0,10
5	-0,25	-1,37	-0,26
6	-0,23	-0,79	-0,18
7	0,73	1,30	0,67
8	0,74	1,42	1,66
9	2,44	4,24	2,43
10	1,22	2,21	2,84
11	-0,96	-1,60	1,59
12	-0,90	-0,85	2,51
13	-1,92	-1,33	2,13
14	-4,31	-2,38	1,28
15	-1,27	-0,77	2,35
16	0,72	0,38	3,25
17	0,45	0,25	2,18
18	2,83	1,93	4,60
19	5,41	4,47	6,18
20	5,44	6,02	5,91
21	0,75	0,53	2,75
22	0,74	1,80	1,70
23	2,10	4,45	2,10
24	0,89	2,28	0,98
Totalt	0,59	1,23	1,20

Tabell B3: Statistikk forwardpremien i DA prisene - PJM

